Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited

RH-4-2001

Juin 2002

Coût du capital

4.10

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

TransCanada PipeLines Limited

Demande concernant un rendement équitable, datée du juin 2001

Questions afférentes au coût du capital

RH-4-2001

Juin 2002

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2002-2F
ISBN 0-662-87133-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2002-2E
ISBN 0-662-32123-5

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Exposé et comparutions iii

Abréviations vi

Glossaire viii

1. Introduction 1
1.1 Aperçu de la demande 1
1.2 Contexte 1
1.3 Activités commerciales consolidées de TransCanada 3
1.4 Liste des questions et démarche concernant la prise des décisions 4

2. Cadre juridique de la détermination d'un rendement équitable 8
2.1 Droits justes et raisonnables 8
2.2 Cadre juridique lié à la détermination d'un rendement équitable 8
2.2.1 Position de TransCanada 8
2.2.2 Positions des autres parties 9
Opinion de l'Office 10

3. Risque commercial et perspectives d'investissement 13
3.1 Risque commercial global 13
3.1.1 Risque de marché 14
3.1.2 Risque d'approvisionnement 18
3.1.3 Risque de réglementation 23
3.1.4 Risque d'exploitation 25
3.1.5 Autres facettes du risque commercial 25
Opinion de l'Office 26

3.2 Perspectives d'investissement et risque financier 31
3.2.1 Perspectives d'investissement et risque financier 31
3.2.2 Mondialisation des marchés des capitaux 33
3.2.3 Autres possibilités d'investissement 34
Opinion de l'Office 37

4. Questions afférentes au coût du capital 40
4.1 Méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) 40
4.1.1 TransCanada 40
4.1.2 Précédents en matière de réglementation 44
4.1.3 Positions des autres parties 45
Opinion de l'Office 47

4.2 Taux de rendement du capital-actions ordinaire 49
4.2.1 TransCanada - Équivalent du CMPCAI proposé 49
4.2.2 TransCanada - Estimations du coût des capitaux propres des sociétés composant l'échantillon relatif au CMPCAI 50
4.2.3 TransCanada - Analyse du changement dans le coût des capitaux propres ... 53
4.2.4 CAPP et ACIG - Preuve des témoins-experts 55
4.2.5 Mirant - Preuve du témoin-expert 56
4.2.6 Positions des autres parties 57
Opinion de l'Office 58

4.3 Structure du capital 62
4.3.1 Position de TransCanada 63
4.3.2 Positions des autres parties 63
Opinion de l'Office 65

4.4 Dette 66
4.4.1 Position de TransCanada 66
Opinion de l'Office 66

5. Date de l'entrée en vigueur des changements au coût du capital 67
5.1 Position de TransCanada 67
5.2 Positions des autres parties 68
Opinion de l'Office 69

6. Dispositif 70

Liste des tableaux

4-1 CMPCAI moyen des sociétés qui composent l'échantillon de TransCanada - Témoignage de juin 42
4-2 CMPCAI moyen des sociétés qui composent l'échantillon de TransCanada - Témoignage de novembre 43
4-3 Taux de rendement recommandé du capital actions-ordinaire et paramètres adoptés 50
4-4 Estimations du coût des capitaux propres des échantillons de CMPCAI - Témoignage de juin 51
4-5 Estimations du coût des capitaux propres des échantillons de CMPCAI - Témoignage de novembre 52

Liste des figures

1-1 Entreprise de transport de gaz de TransCanada 6
1-2 Entreprise d'électricité de TransCanada 7

Liste des annexes

Ordonnance sur les droits TG-3-2002 71

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 6 juin 2001, présentée par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou le demandeur) pour solliciter :

a) aux termes du paragraphe 21(1) de la partie I de la Loi, la révision et la modification de la décision RH-2-94 de l'ONÉ et de l'ordonnance TG/TO-1-95, datée du 16 mars 1995, pour que soit déterminé un taux de rendement équitable pour le réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada (réseau principal) durant les années 2001 et 2002;

b) aux termes de la partie IV de la Loi, la délivrance d'une ordonnance fixant le taux de rendement équitable qu'il convient d'inclure dans les droits définitifs que TransCanada pourra exiger au titre des services de transport fournis à ses clients sur le réseau principal pendant la période comprise entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2002;

c) aux termes de la partie IV de la Loi, la délivrance d'une ordonnance visant à révoquer les droits en vigueur relatifs au transport, ou certains de ceux-ci, et à fixer les droits définitifs justes et raisonnables que TransCanada pourra exiger au titre des services de transport fournis à ses clients sur le réseau principal pendant la période comprise entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2001;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-4-2001 de l'Office national de l'énergie, datée du 26 juillet 2001;

DEMANDE ENTENDUE à Calgary, en Alberta, les 27 et 28 février 2002, les 1er, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 19 et 20 mars 2002, et les 2, 3 et 4 avril 2002;

DEVANT :

J. A. Snider	Membre présidant l'audience
R.J. Harrison	Membre
J.S. Bulger	Membre
J.-P. Théorêt	Membre
D.W. Emes	Membre

Comparutions	**Société ou organisme**	**Témoins**
C.K. Yates, c.r.	TransCanada PipeLines Limited	S. Brett
W.M. Moreland		R.K. Girling
		H.N. Kvisle
		G.S. Lackenbauer
		R.K. Gordon
		A. Jamal
		W.A. Langford
		G. Zwick
		M. Feldman
		P.R. Carpenter

Comparutions	Société ou organisme	Témoins
		G.R. Schink A.L. Kolbe M.J. Vilbert
D.G. Davies N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	M. Romanow B.E. Frank G.L. Stringham R. Kaslik P.M.G. Nettleton M. Pinney A. Safir M.K. Berkowitz L.D. Booth J.D. McCormick H.W. Johnson
P.C.P. Thompson, c.r.	Association des consommateurs industriels de gaz	R.R. Cooper P.L. Fournier
R. Power	Alliance Pipeline Ltd.	
C. Worthy	BP Canada Energy Company	
B. Czarnecki J.B. Ridley	Centra Gas Manitoba Inc.	H. Stephens
K. McKnight	Coral Energy Canada Inc.	
S. Day	El Paso Merchant Energy Canada	
G.M. Nettleton	Enbridge Consumers Gas	
R. Cohen	Foothills Pipe Lines Ltd.	
R.R. Moore	Pétrolière Impériale Ressources Limitée	
K. Miller	Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.	M.P. Stauft M.A. Stedman J.H. Chua
S. Schulli	Nexen Marketing	
M.E. Bruton	PG&E Energy Trading, Canada Corporation	
M. Imbleau I. Quach	Société en commandite Gaz Métropolitain	

Comparutions	Société ou organisme	Témoins
M. Verwegen	Union Gas Limited	
A. Haskey	Westcoast Energy Inc.	
C. Nykolyn	Ministère de l'Énergie de l'Alberta	
J.C. Turchin	Ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario	
R. Richard	Procureur général du Québec	
L. Boychuk A. Ross	Office national de l'énergie	

Abréviations

10^{12} pi^3	billion de pieds cubes
$10^6 pi^3/j$	million de pieds cubes par jour
$10^9 pi^3/j$	milliard de pieds cubes par jour
ACCC	Australia Competition and Consumer Commission
ACG	Association canadienne du gaz
AEUB	Alberta Energy Utilities Board
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Centra	Centra Gas Manitoba Inc.
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CMPCAI	coût moyen pondéré du capital après impôt
Coral	Coral Energy Canada Inc.
CPUC	California Public Utilities Commission
É.-U.	États-Unis
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
FMA	flux monétaires actualisés
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
GJ	gigajoule
GTD	Groupe de travail sur les droits
Loi (la) ou Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
MÉAF	modèle d'évaluation des actifs financiers
MEÉAF	modèle empirique d'évaluation des actifs financiers
MGH	méthane de gisements houillers
Mirant	Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.
Moody's	Moody's Investors Service
Office (l')	Office national de l'énergie

OGEM	Office of Gas and Electricity Markets
ONÉ (l')	Office national de l'énergie
Ontario	ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario
PCR	prime de capital-risque
PFUDC	provision pour fonds utilisés durant la construction
PG&E/El Paso	PG&E Energy Trading, Canada Corporation and El Paso Merchant Energy Canada
PRM	prime liée au risque de marché
Québec	Procureur général du Québec
RCA	taux de rendement du capital-actions ordinaire
SDL	société de distribution locale
SG	service garanti
STB	Surface Transportation Board des États-Unis
TI	transport interruptible
TransCanada, la société	TransCanada PipeLines Limited
Vector	Vector Pipeline Ltd.

Glossaire

année d'essai	Période de 12 mois utilisée aux fins de l'établissement des droits.
base tarifaire	Le montant de l'investissement duquel il est permis de tirer un rendement; il comprend ordinairement la valeur des installations en service et une provision pour le fonds de roulement.
besoins en recettes	Correspond au coût total de prestation du service, comprenant les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement, l'amortissement financier, l'impôt et le rendement de la base tarifaire.
bêta	Indice mesurant le niveau de risque systématique d'un titre ou la relation entre le rendement du titre et celui du marché.
carrefour	Point de convergence où plusieurs pipelines se raccordent les uns aux autres et forment un centre de commerce.
coût du service	Coût total de prestation du service, comprenant les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement, l'amortissement financier, l'impôt et le rendement de la base tarifaire.
coût structurel de la dette	Le coût historique de l'encours de la dette à long terme.
effet de levier de la dette	La proportion que la dette représente par rapport aux capitaux propres dans la structure du capital d'un service public - plus la dette à long terme est élevée, plus l'effet de levier est important; les actionnaires tirent parti de l'effet de levier de la dette dans la mesure où le rendement du capital-actions ordinaire est supérieur aux frais d'intérêt de la dette à long terme.
essai des gains comparables	Comparaison des taux de rendement obtenus par des sociétés présentant un risque d'investissement semblable à celui d'un service public réglementé.
facteur de charge	Rapport entre le débit moyen requis au cours d'une période donnée et le débit maximum requis pour la même période, habituellement calculé pour un an et exprimé sous forme de pourcentage (voir également *taux d'utilisation*).
Groupe de travail sur les droits (GTD)	Groupe de travail mixte de l'industrie, créé par TransCanada, qui regroupe tous les secteurs de l'industrie gazière (producteurs, commercialisateurs, courtiers, sociétés pipelinières), en plus des gouvernements provinciaux, des sociétés de distribution locale et des consommateurs industriels ultimes.
interfinancement	Situation dans laquelle les droits exigés sont tels qu'ils favorisent une catégorie de clients, aux dépens d'une autre; soutien financier des activités non réglementées d'une société grâce aux activités réglementées, ou l'inverse.

modèle de la prime de capital-risque (PCR)	Famille de méthodes servant à estimer le coût du capital-actions ordinaire, qui inclut le MÉAF et le MEÉAF - le modèle repose sur la prémisse selon laquelle un investissement en actions ordinaires comporte plus de risques qu'un investissement sous forme de titres d'emprunt ou d'actions privilégiées et que, par conséquent, il doit générer un taux de rendement plus élevé que celui d'obligations ou d'actions privilégiées (c'est-à-dire être assorti d'une prime).
modèle des flux monétaires actualisés (FMA)	Méthode servant à estimer le coût du capital-actions ordinaire, fondée sur les dividendes actuels que rapportent les actions de la société et une estimation du taux de croissance des dividendes à venir.
modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF)	Une des méthodes utilisées pour estimer le coût des capitaux propres, où l'on compare le rendement et les risques associés aux actions d'une société à ceux de l'ensemble du marché.
notation des obligations	Cote attribuée par une agence de notation qui reflète la qualité de la signature d'un emprunteur, ou sa solvabilité.
partie IV de la Loi sur l'ONÉ	Partie de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui traite de toutes les questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs intéressant les gazoducs et oléoducs qui relèvent de la compétence de l'Office.
point de base	Unité correspondant à un centième de un pour cent, utilisée en rapport avec les taux d'intérêt ou le rendement sur le capital-actions.
ratio valeur marchande-valeur comptable	Le rapport entre la valeur de marché d'une action ordinaire et sa valeur comptable.
ratio de couverture des intérêts	Le nombre de fois que le revenu net d'une année donnée, avant l'imputation des frais d'intérêt et des impôts, couvre les frais d'intérêt - ce ratio est un indicateur de la solvabilité de la société.
Règlement sur les P et T	Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale en 2001 et 2002.
rentrées nettes	Le prix réel payé au producteur de gaz naturel, correspondant au prix du marché en aval, moins les frais de livraison du gaz au marché.
réseau de la Colombie-Britannique	Réseau de transport de gaz naturel de TransCanada exploité en Colombie-Britannique (appartenait auparavant à ANG).
réseau de l'Alberta	Réseau de transport de gaz naturel de TransCanada exploité en Alberta (appartenait auparavant à NGTL).
réseau principal	Réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada.

RH-1-2001	Instance portant sur le Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale de TransCanada en 2001 et 2002.
RH-1-70	Instance visant les droits de TransCanada exigibles à compter du 1er janvier 1970.
RH-1-84	Instance visant les droits de TransCanada exigibles à compter du 1er août 1984.
RH-2-94	Instance portant sur le coût du capital des sociétés pipelinières pour l'année 1995.
RH-2-95	Instance portant sur le Règlement incitatif de TransCanada de 1996.
RH-3-82	Instance visant les droits de TransCanada exigibles à compter du 1er août 1982.
risque commercial	Risque inhérent à la nature d'une activité commerciale particulière (par opposition au risque financier).
risque d'investissement	La somme des risques commerciaux et financiers d'une entreprise.
risque financier	Le risque inhérent à la structure du capital d'une société; il augmente à mesure que la proportion de la dette s'accroît par rapport à l'avoir des actionnaires, ou les capitaux propres.
structure du capital	Composition du financement d'une entreprise; elle s'exprime généralement par une ventilation, en pourcentage, des types de capitaux employés.
structure présumée du capital	Structure du capital théorique utilisée à des fins d'établissement des droits, qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.
taux d'utilisation	Débit du réseau divisé par la capacité nominale intégrale de la canalisation (voir également *facteur de charge*).

Chapitre 1

Introduction

1.1 Aperçu de la demande

Le 6 juin 2001, TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou la société) a déposé sa demande concernant un taux de rendement équitable pour 2001 et 2002 (demande concernant un rendement équitable) auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ). TransCanada a prié l'Office de déterminer le taux de rendement équitable du capital qu'il convenait d'utiliser dans le calcul des droits qu'elle pourrait exiger en 2001 et 2002 sur son réseau principal de transport de gaz naturel au Canada (réseau principal), et de fixer les droits définitifs de 2001.

TransCanada a soutenu que le rendement autorisé actuel, qui est basé sur une structure du capital présumée composée à 30 % de capital-actions ordinaire et un taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCA) calculé suivant la formule déterminée au cours de l'instance RH-2-94 (c.-à-d., 9,61 % en 2001 et 9,53 % en 2002), sous-estime ce que constitue un rendement équitable pour le réseau principal de TransCanada et ne devrait donc pas être appliqué à ce dernier à compter du 1er janvier 2001.

TransCanada proposait plutôt que l'Office détermine le coût du capital associé au réseau principal pour les années 2001 et 2002 à l'aide de la méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI). TransCanada a sollicité l'approbation d'un CMPCAI de 7,5 %, rajusté dans chacune des années 2001 et 2002 en fonction de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette de la société (ce qui correspond à un CMPCAI de 8,24% en 2001)[1]. Elle a soutenu que le risque commercial inhérent au réseau principal et la nécessité pour la société de pouvoir réunir des capitaux à des conditions raisonnables et préserver son intégrité financière justifiaient un CMPCAI de 7,5 %.

Dans l'éventualité où l'Office n'approuverait pas la méthode du CMPCAI qu'elle propose, TransCanada a demandé que l'Office fixe un RCA de 12,50 % affecté à une composante présumée du capital-actions ordinaire de 40 % pour les années 2001 et 2002, ce qui est à peu près l'équivalent d'un CMPCAI de 7,5 %. Si l'Office approuvait la demande de TransCanada, le coût du service du réseau principal en 2001 augmenterait d'environ 265 millions de dollars, ce qui ferait hausser d'environ 13 cents le gigajoule (GJ) le droit perçu dans la zone de l'Est.

1.2 Contexte

Avant 1995, l'Office a généralement approuvé les droits des sociétés pipelinières sur la base du coût annuel du service calculé pour une année d'essai future. Le coût du service se compose de quatre principaux groupes d'éléments, à savoir : les frais d'exploitation; l'amortissement; les impôts (y compris

---

[1] Les CMPCAI mentionnés ailleurs dans ce document n'incluent pas le rajustement en fonction de l'écart entre le coût actuel de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette du réseau principal, puisque les comparaisons effectuées avec d'autres sociétés se fondent sur le coût de la dette sur le marché. Il est à noter que le CMPCAI rajusté réel dont TransCanada demandait l'approbation en 2001 était de 8,24 %.

l'impôt sur le revenu); et les coûts d'immobilisation (taux de rendement requis). Le rendement de la base tarifaire est un élément de première importance dans l'établissement du coût du service.

En 1994-1995, l'Office a tenu l'instance sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). Dans le cadre de cette instance, il a déterminé que la structure présumée du capital d'une société devrait refléter le risque commercial auquel elle est exposée et il a autorisé des ratios présumés du capital-actions ordinaire particuliers pour chacune des sociétés en cause. Par la même occasion, l'Office a approuvé le RCA d'une société pipelinière témoin à faible risque, qui était fondé principalement sur la méthode de la prime de capital-risque (PCR), c'est-à-dire la prime de risque associée aux capitaux propres. Ceci a donné un RCA de 12,25 % pour la société pipelinière témoin pour l'année d'essai 1995. Enfin, l'Office a adopté une formule prévoyant le rajustement annuel du RCA (formule de rajustement RH-2-94).

La formule de rajustement RH-2-94 est fondée sur le calcul suivant : du rendement prévu des obligations pour l'année d'essai à venir, l'Office soustrait le rendement prévu des obligations utilisé au cours de l'année d'essai précédente, puis multiplie la différence entre ces deux prévisions par 0,75 pour déterminer le rajustement du RCA. Ce produit est alors additionné au RCA approuvé pour l'année d'essai précédente. Avant 1997, le RCA résultant était arrondi aux 25 points de base près. À partir de 1997, on a cessé de l'arrondir.

Suivant la décision RH-2-94, la prévision du rendement des obligations pour l'année à venir est déterminée en consultant le numéro de novembre de *Consensus Forecast* (publié par Consensus Economics, Inc.) pour l'année en cours. On fait d'abord la moyenne des prévisions, établies sur des périodes de 3 mois et de 12 mois, du rendement des obligations du gouvernement du Canada. À cette moyenne est ajouté l'écart moyen entre les rendements des obligations de 10 ans et de 30 ans du gouvernement du Canada, lequel est calculé à partir des rendements publiés quotidiennement dans le *National Post*, en octobre de l'année en cours.

Les RCA suivants ont été établis à l'aide de la formule de rajustement RH-2-94 : 11,25 % en 1996; 10,67 % en 1997; 10,21 % en 1998; 9,58 % en 1999; 9,90 % en 2000, 9,61 % en 2001; et 9,53 % en 2002.

De 1996 à 1999, les droits que l'Office a approuvés pour TransCanada étaient fondés sur les modalités du Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes (le Règlement incitatif), c'est-à-dire un règlement négocié entre TransCanada et ses intéressés qui incorporait une composante présumée du capital-actions ordinaire de 30 % et les RCA établis suivant la formule de rajustement RH-2-94. Le Règlement incitatif a expiré le 31 décembre 1999.

Pour l'année d'essai 2000, l'Office a approuvé dans le cas de TransCanada des droits fondés sur un règlement négocié d'un an, lequel utilisait un RCA établi suivant la formule de rajustement RH-2-94 et une composante présumée du capital-actions ordinaire de 30 %.

Avant le début de 2001, TransCanada a déposé une demande d'approbation de droits provisoires devant entrer en vigueur le 1er janvier 2001. Les droits provisoires proposés reposaient sur les besoins en recettes que l'Office avait approuvés pour l'année 2000 et une prévision des déterminants du volume du service garanti (SG) en 2001. TransCanada a indiqué qu'elle avait engagé des négociations avec ses intervenants sur un large éventail de questions, y compris les droits de 2001, et que retarder le dépôt de sa demande

visant les droits de 2001 faciliterait ce processus. L'Office a approuvé par la suite des droits provisoires exigibles à compter du 1er février 2001 qui étaient de même niveau que ceux que TransCanada avait proposés.

Le 3 mai 2001, TransCanada a déposé sa demande visant les droits et le tarif en 2001 et 2002, qui s'appuyait sur les modalités du Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale (le Règlement sur les P et T). Ce dernier établissait une méthode de conception des droits et des dispositions tarifaires qui s'appliqueraient en 2001 et 2002, de même que les composantes des besoins en recettes (à l'exclusion du coût du capital) qui entreraient dans le calcul des droits définitifs de 2001. L'Office a convoqué une audience orale (RH-1-2001) pour examiner la demande, audience qui s'est déroulée entre le 18 septembre 2001 et le 2 octobre 2001. Le 15 novembre 2001, l'Office a publié ses motifs de décision RH-1-2001, dans lesquels il approuvait la demande ainsi que les modalités du Règlement sur les P et T. L'Office a décidé également que les droits provisoires en vigueur seraient reconduits dans l'année d'essai 2002, en attendant qu'il rende une décision définitive à l'égard de la demande de TransCanada concernant un rendement équitable.

Le 6 juin 2001, TransCanada a déposé auprès de l'Office sa demande concernant un rendement équitable. Le 26 juillet 2001, l'Office a publié l'ordonnance d'audience RH-4-2001 et les instructions connexes. Une conférence orale sur la procédure a eu lieu le 19 septembre 2001. Par la suite, l'Office a diffusé une version modifiée de l'ordonnance d'audience prévoyant la tenue d'une audience orale à compter du 18 février 2002.

Le 10 janvier 2002, l'Office a modifié le calendrier des événements de l'instance pour prolonger certains des délais fixés pour le dépôt de la preuve et des demandes de renseignements, ainsi que pour repousser le début de l'audience au 19 février 2002.

Le 15 février 2002, l'Office a décidé de reporter de nouveau le début de l'audience orale afin d'accorder aux intervenants assez de temps pour examiner la contre-preuve que TransCanada avait déposée en tant que preuve écrite additionnelle. L'audience orale a débuté le 27 février 2002, et l'étape de l'audition de la preuve a pris fin le 20 mars 2002. La plaidoirie finale a eu lieu les 2 et 3 avril 2002, et la réplique, le 4 avril 2002.

1.3 Activités commerciales consolidées de TransCanada

Dans le cadre de la présente instance, l'Office est appelé à rendre des décisions sur des questions liées au coût du capital du réseau principal de TransCanada, lequel ne représente qu'un élément dans l'entreprise commerciale globale de TransCanada. Même si le coût du capital sera examiné dans l'optique du réseau principal, en tant qu'entité autonome, il est souvent nécessaire, dans les faits, de tenir compte de facteurs qui se rapportent à l'entité consolidée dans son ensemble. Par exemple, un grand nombre d'indicateurs financiers (tels que les cotes de solvabilité, les estimations brutes du coefficient bêta) ne sont établis que pour l'entité consolidée et ceux-ci fournissent souvent la meilleure estimation de ce que l'indicateur correspondant serait pour le réseau principal, en tant qu'entité autonome. Il est donc utile de donner ici un aperçu de l'éventail des activités commerciales actuelles de TransCanada.

Structure commerciale consolidée de TransCanada

Les intérêts commerciaux actuels de TransCanada consistent principalement en des actifs associés au transport du gaz et des actifs affectés à la production d'électricité. En 2001, les recettes tirées des activités poursuivies relevant du secteur du transport se sont chiffrées à environ 3,9 milliards de dollars (74 % de l'ensemble), tandis que les recettes provenant du secteur de l'électricité s'établissaient à environ 1,4 milliard de dollars (26 % de l'ensemble).

Le secteur du transport de l'entreprise de TransCanada englobe l'exploitation du réseau principal, du réseau de l'Alberta et du réseau de la Colombie-Britannique. Il comprend aussi les investissements de TransCanada dans d'autres gazoducs situés au Canada et aux États-Unis. La figure 1-1 montre l'emplacement de ces gazoducs et certaines de leurs principales caractéristiques.

Dans l'entreprise de TransCanada, le secteur de l'électricité comprend la construction, la propriété, l'exploitation et la gestion de centrales électriques, la commercialisation de l'électricité et les services d'approvisionnement des clients des secteurs industriel et de l'énergie. Ce secteur est exploité au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. La figure 1-2 montre l'emplacement de ces installations et certaines de leurs principales caractéristiques.

Le réseau principal de TransCanada

Le réseau principal est constitué d'environ 14 900 kilomètres de canalisations qui acheminent le gaz naturel de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'est et se raccordent à d'autres gazoducs implantés au Canada et aux États-Unis. En 2001, le réseau principal comptait pour environ 47 % du bénéfice net des entreprises de transport de TransCanada.

TransCanada offre une gamme de services de transport de gaz naturel et de services de carrefour. Le gaz est transporté en majeure partie aux termes de contrats de service garanti. Le transport interruptible (TI) et le transport garanti à court terme assorti de stockage sont d'autres types de services offerts. Les services de carrefour comprennent les services d'entreposage et d'emprunt (Parking and Loan Service) et les services d'ententes multiples (Multiple Handshake services).

1.4 Liste des questions et démarche concernant la prise des décisions

Dans la version modifiée de l'ordonnance d'audience RH-4-2001 - Instructions (AO-1-RH-4-2001), publiée le 5 octobre 2001, l'Office a présenté la liste suivante de questions à examiner au cours de l'instance.

1. Est-ce que la formule du taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCO) que l'Office a établie suivant sa décision RH-2-94 convient toujours pour déterminer le RCO de TransCanada?

2. Est-ce que la méthode du coût du capital moyen pondéré net d'impôt (CCMPNI)[1] constitue une méthode de réglementation convenable pour déterminer le coût du capital?

3. Si l'Office décidait d'adopter la méthode du CCMPNI, quel CCMPNI conviendrait dans le cas de TransCanada?

4. Si l'Office décidait de ne pas adopter la méthode du CCMPNI et s'il est établi que la formule du RCO n'est plus convenable :

   a) Quelle méthode serait convenable pour la détermination du rendement sur le capital et de la structure du capital de TransCanada?

   b) Si la méthode établie ci-dessus était appliquée, quel rendement sur le capital et quelle structure du capital conviendrait-t-il d'autoriser pour TransCanada?

5. Quelle devrait-être la date d'entrée en vigueur des changements au coût du capital de TransCanada?

Après avoir examiné la preuve produite à l'instance RH-4-2001, l'Office a conclu qu'il serait convenable d'adopter la démarche suivante pour trancher les questions à l'étude :

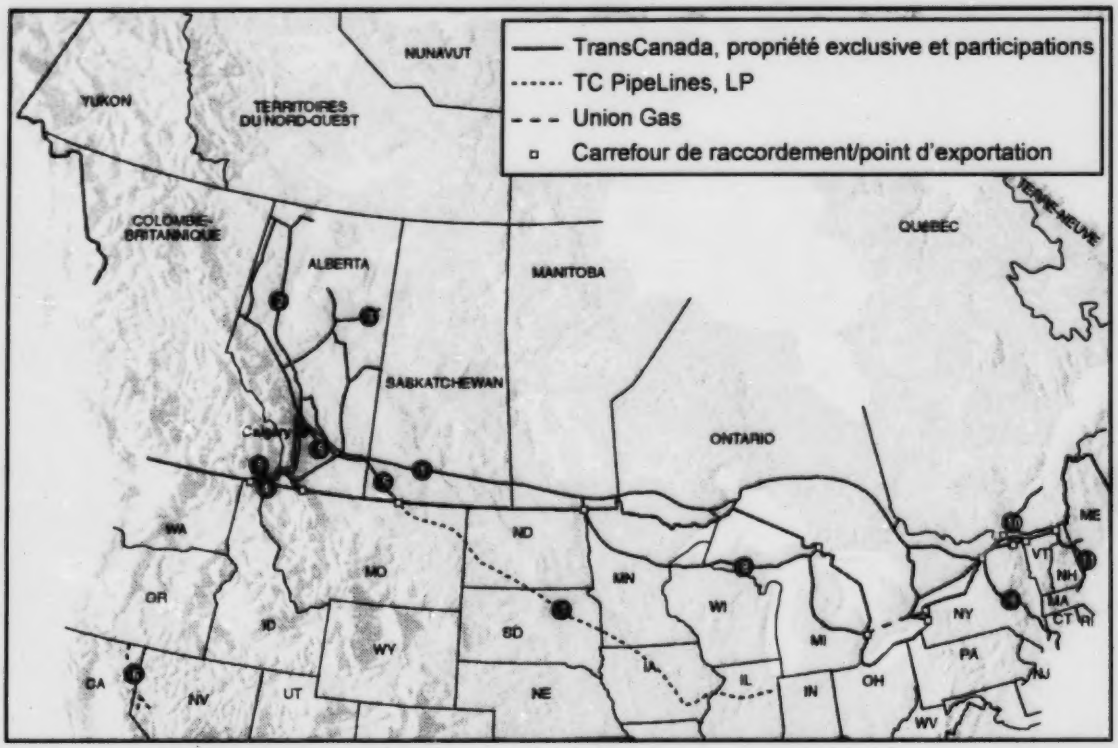
- examiner le cadre juridique dans lequel s'inscrit la détermination d'un rendement équitable;
- examiner la preuve concernant le risque commercial, le risque financier et les perspectives d'investissement, dans la mesure où ces questions influent sur le coût du capital;
- examiner l'à-propos de la méthode du CMPCAI proposée dans la demande (question 2);
- évaluer le coût du capital du réseau principal à l'aide de diverses méthodes jugées appropriées (questions 1, 3 et 4);
- prendre une décision sur ce que devrait être la date d'entrée en vigueur de tous changements qui seraient apportés au coût du capital approuvé de TransCanada (question 5).

Les présents motifs de décision seront structurés en fonction des étapes décisionnelles définies ci-dessus.

---

[1] Note du traducteur : L'expression « coût du capital moyen pondéré net d'impôt (CCMPNI) » a été employée dans l'ordonnance d'audience AO-1-RH-4-2001; dans les présents motifs de décision, nous avons retenu l'expression « coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) ». Il s'agit d'un changement purement terminologique.

Figure 1-1
Entreprise de transport de gaz de TransCanada



Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec

1. **Réseau principal au Canada**
   (100 % TransCanada)
   Longueur : 14 900 km
   Débit en 2001 : 6,7 $10^9 pi^3/j$

Alberta

2. **Réseau de l'Alberta**
   (100 % TransCanada)
   Longueur : 22 500 km
   Débit en 2001 : 11,1 $10^9 pi^3/j$

3. **TransCanada PipeLine Ventures Limited Partnership**
   (100 % TransCanada)
   Longueur : 137 km
   Débit en 2001 : 0,2 $10^9 pi^3/j$

Colombie-Britannique

4. **Réseau de la Colombie-Britannique**
   (100 % TransCanada)
   Longueur : 180 km
   Débit en 2001 : 1,1 $10^9 pi^3/j$

Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan

5. **Foothills Pipe Lines Ltd.**
   (participation de 50 % Foothills Pipe Lines Ltd.; TransCanada : 69,5 % tronçon de la Saskatchewan; 74,5 % tronçon de l'Alberta; 74,5 % tronçon de la C.-B.)
   Longueur : 1 040 km
   Débit en 2001 : 3,1 $10^9 pi^3/j$

Oregon, Californie, Nevada

6. **Tuscarora Gas Transmission Company**
   (1 % TransCanada directement; 16,4 % indirectement par TC PipeLines, LP)
   Longueur : 369 km
   Débit en 2001 : 0,1 $10^9 pi^3/j$

Montana, Dakota du Nord, Dakota du Sud, Minnesota, Iowa, Illinois, Indiana

7. **Northern Border Pipeline Company**
   (10 % TransCanada indirectement par TC PipeLines, LP)
   Longueur : 2 010 km
   Débit en 2001 : 2,3 $10^9 pi^3/j$

Minnesota, Wisconsin, Michigan

8. **Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership**
   (50 % TransCanada)
   Longueur : 3 387 km
   Débit en 2001 : 2,2 $10^9 pi^3/j$

New York, Connecticut

9. **Réseau de transport de gaz Iroquois**
   (40,96 % TransCanada)
   Longueur : 604 km
   Débit en 2001 : 0,9 $10^9 pi^3/j$

Québec

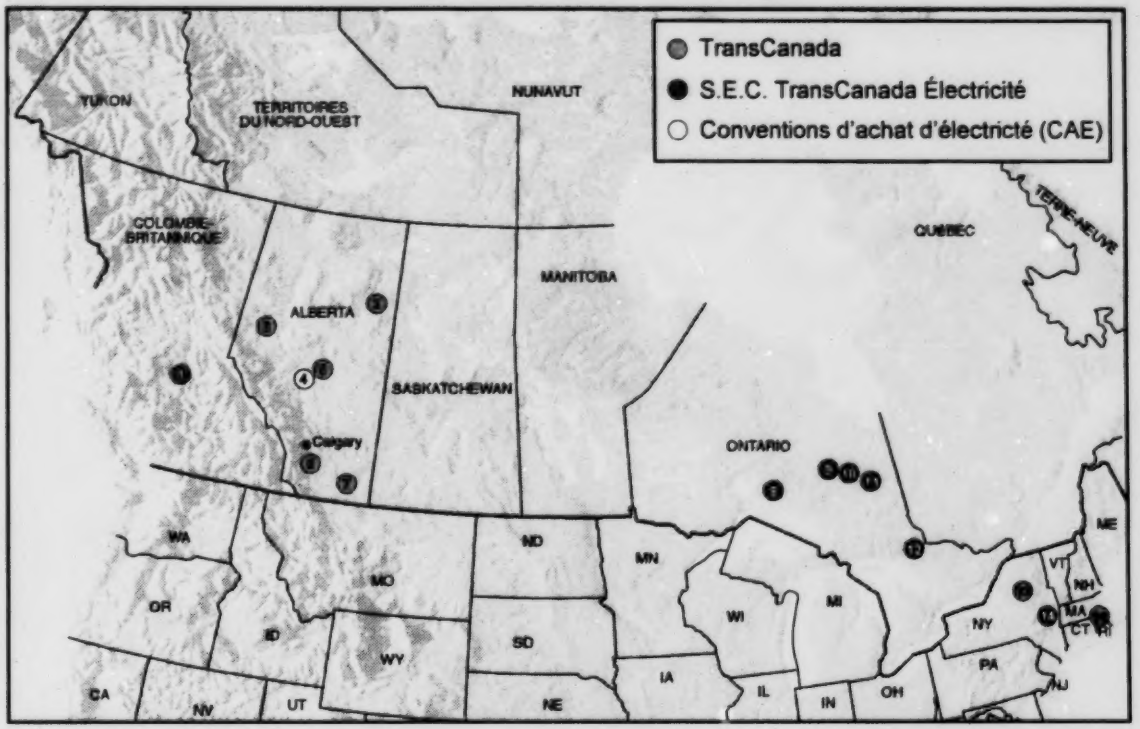
10. **Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc.**
    (50 % TransCanada)
    Longueur : 572 km
    Débit en 2001 : 0,4 $10^9 pi^3/j$

Maine, New Hampshire

11. **Réseau de transport de gaz Portland**
    (33,29 % TransCanada)
    Longueur : 471 km
    Débit en 2001 : 0,1 $10^9 pi^3/j$

Source : Rapport annuel 2001 de TransCanada

Figure 1-2
Entreprise d'électricité de TransCanada



Colombie-Britannique

1. **Williams Lake***
   MW : 66
   Configuration : biomasse
   Alimentation : déchets de bois
   Mise en service : avril 1993

Alberta

2. **Bear Creek***
   (en construction)
   MW : 80
   Configuration : cogénération à cycle combiné
   Alimentation : gaz naturel et déchets de bois
   Mise en service : hiver 2002

3. **MacKay River***
   (en construction)
   MW : 165
   Configuration : cogénération
   Alimentation : gaz naturel et gaz produit
   Mise en service : automne 2003

4. **Sundance A***
   MW : 560
   Date d'acquisition : août 2000
   Date d'effet : janvier 2001

Sundance B
(50 % TransCanada)
MW : 706
Date d'acquisition : décembre 2001
Date d'effet : décembre 2001

5. **Redwater***
   MW : 40
   Configuration : cogénération
   Alimentation : gaz naturel et gaz de regénération
   Mise en service : décembre 2001

6. **Carseland***
   (en construction)
   MW : 80
   Configuration : cogénération
   Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
   Mise en service : décembre 2001

7. **Cancarb***
   MW : 27
   Configuration : récupération de chaleur résiduelle
   Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
   Mise en service : janvier 2001

Ontario

8. **Nipigon***
   MW : 40
   Configuration : cycle combiné amélioré
   Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
   Mise en service : mai 1992

9. **Calstock***
   MW : 35
   Configuration : biomasse améliorée
   Alimentation : déchets de bois et chaleur résiduelle
   Mise en service : octobre 2000

10. **Kapuskasing***
    MW : 40
    Configuration : cycle combiné amélioré
    Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
    Mise en service : mars 1997

11. **Tunis***
    MW : 43
    Configuration : cycle combiné amélioré
    Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
    Mise en service : janvier 1995

12. **North Bay***
    MW : 40
    Configuration : cycle combiné amélioré
    Alimentation : chaleur résiduelle et gaz naturel
    Mise en service : mars 1997

New York

13. **Curtis Palmer***
    MW : 60
    Configuration : hydroélectrique
    Alimentation : eau
    Mise en service : Curtis – 1910 (rénovée 1985), Palmer – 1985

14. **Castleton***
    MW : 64
    Configuration : cogénération à cycle combiné
    Alimentation : gaz naturel et mazout n° 2
    Mise en service : mars 1992

Rhode Island

15. **Ocean State***
    MW : 560
    Configuration : cycle combiné
    Alimentation : gaz naturel et mazout n° 2
    Mise en service : unité 1 – 1990, unité 2 – 1991

* participation de 100 % de TransCanada
Source : Rapport annuel 2001 de TransCanada

Chapitre 2

Cadre juridique de la détermination d'un rendement équitable

2.1 Droits justes et raisonnables

L'article 62 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) énonce le mandat de l'Office du point de vue de l'approbation des droits.

> Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours.

Dans l'accomplissement de son mandat, l'Office détermine, dans chaque cas, la méthode à suivre pour évaluer si des droits sont justes et raisonnables, et les facteurs dont il faut tenir compte dans cet examen. La partie X des *Directives concernant les exigences de dépôt*, publiées par l'Office le 22 février 1995, expose les exigences minimales concernant les renseignements à déposer à l'appui d'une demande relative aux droits.

Dans sa demande concernant un rendement équitable, TransCanada a affirmé que le rendement autorisé actuel sous-estime son coût du capital et qu'il est, de ce fait, inéquitable et ne donne pas lieu à des droits qui sont justes et raisonnables.

2.2 Cadre juridique lié à la détermination d'un rendement équitable

La question à résoudre dans cette affaire consiste dans la détermination d'un rendement équitable donnant lieu à des droits qui sont justes et raisonnables.

Plusieurs parties ont invoqué une jurisprudence ayant trait à l'interprétation judiciaire de ce que constitue un rendement équitable.

2.2.1 Position de TransCanada

TransCanada a cité trois causes[1] à l'appui de sa prétention qu'un rendement équitable en est un qui réunit les deux critères suivants :

- La société sera autorisée à retirer du capital investi dans son entreprise un rendement aussi élevé que celui auquel elle pourrait s'attendre si elle investissait la même somme dans d'autres placements présentant une attractivité, une stabilité et une certitude comparables à celles de l'entreprise de la société.

---

1 *Northwestern Utilities Ltd.* v. *Edmonton (City of)*, [1929] S.C.R. 186 (Northwestern Utilities); *Bluefield Water Works and Improvement Co.* v. *Public Utility Commission of West Virginia*, 262 US 679 (1923); *Federal Power Commission* v. *Hope Natural Gas Company*, 320 US 591 (1944).

- Ce rendement devrait être raisonnablement suffisant pour établir la confiance dans l'intégrité financière du service public et permettrait à ce dernier, sous une gestion efficace et économique, de préserver sa solvabilité et d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

En ce qui concerne le rôle de l'organisme de réglementation, TransCanada a renvoyé l'Office à l'arrêt Northwestern Utilities, dans lequel la Cour avait affirmé ce qui suit : [TRADUCTION] le rôle de la Commission des services publics de l'Alberta consistait à fixer des taux justes et raisonnables, c'est-à-dire des taux qui, dans les circonstances, seraient justes pour le consommateur, d'une part et, d'autre part, garantirait à la société un rendement équitable sur le capital investi.

En plaidoirie finale, TransCanada a reconnu que pour déterminer un rendement équitable, l'Office doit tenir compte à la fois de la société pipelinière et de ses clients. TransCanada a également admis que la quantité dont on accroît le rendement est un facteur pertinent dans la détermination de ce qui est équitable.

2.2.2 Positions des autres parties

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) a invoqué l'arrêt BC Electric[1], dans lequel la Cour suprême du Canada avait eu à interpréter la notion de « juste et raisonnable » en termes de taux et de rendement. La CAPP a exprimé l'avis qu'au niveau le plus élémentaire, l'équité dans l'établissement des droits revient à un arrangement institutionnel en vertu duquel l'organisme de réglementation a la responsabilité légale de fixer des droits qui offrent à l'entreprise de service public la possibilité de recouvrer les coûts raisonnables qu'elle a engagés pour offrir le service public en question, en plus d'un rendement raisonnable, et de l'empêcher de toucher des profits monopolistiques aux dépens des clients du service public.

L'Association canadienne du gaz (ACG) s'est fondée sur une interprétation de rendement équitable qui figure dans l'arrêt Northwestern Utilities; elle a soutenu qu'au moment de déterminer le rendement admissible du capital-actions (RCA), il faut toujours équilibrer l'équité envers les payeurs de droits, et l'équité envers les actionnaires.

Selon l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG), le principe juridique au coeur de cette cause est que TransCanada a droit à un rendement raisonnable... ni plus, ni moins.

Centra Gas Manitoba Inc. (Centra) a également invoqué l'arrêt Northwestern Utilities, mais a insisté sur le besoin d'un équilibre entre l'équité envers les expéditeurs et les intérêts des investisseurs. Elle a laissé entendre que l'Office a pour mandat de s'assurer que les droits sont justes et raisonnables. À son avis, l'incidence potentielle sur les droits qu'aurait la proposition de TransCanada serait injuste pour les expéditeurs et se traduirait par des droits inéquitables et déraisonnables.

Le ministre de l'Énergie, des Sciences et de la Technologie de l'Ontario (Ontario) a aussi cité l'arrêt Northwestern Utilities, soulignant qu'il faut trouver le bon équilibre entre un rendement équitable pour la société, d'une part, et des droits justes pour le consommateur, d'autre part. L'Ontario a aussi invoqué

---

1 *British Columbia Railway Electric Co.* v. *British Columbia (Public Utilities Commission)*, [1960] S.C.R. 837.

l'arrêt Trans Mountain Pipe Ligne Co.[1] pour appuyer l'assertion que l'Office jouit d'un très large pouvoir discrétionnaire pour ce qui est d'établir la méthode à utiliser et les facteurs à prendre en ligne de compte dans la détermination de droits qui sont justes et raisonnables.

Opinion de l'Office

Au cours de son examen du cadre juridique lié à la détermination d'un rendement équitable en l'espèce, l'Office a tenu compte autant des précédents judiciaires que de ses propres délibérations sur la question.

D'abord, l'Office est conscient que la loi ne l'oblige aucunement à examiner de façon particulière et à fixer un taux de rendement pour les sociétés qu'il réglemente. S'il est vrai que l'Office doit fixer des droits qui sont « justes et raisonnables », il a été établi que :

> [le] pouvoir [de l'Office] à cet égard n'est pas entravé ni limité par des règles ou dispositions légales quant à la façon dont cette fonction doit être exercée ou l'objectif atteint. Plus particulièrement, il n'existe aucune disposition légale obligeant l'Office, lorsqu'il examine si les droits qu'une compagnie de pipeline entend imposer sont justes et raisonnables, à adopter une méthode ou un procédé de comptabilité en particulier ou précisant qu'il doive le faire en déterminant le coût du service ainsi qu'une base de tarification et en fixant un revenu équitable de celle-ci.[2]

En effet, l'Office a déjà établi que des droits étaient justes et raisonnables sans déterminer explicitement quel doit être le taux de rendement du capital investi dans l'entreprise.[3]

Toutefois, l'Office a eu pour pratique, pour la fixation des droits, d'établir les besoins en recettes en fonction des coûts que la société s'attendait à engager relativement à ses activités réglementées. Le coût du capital, c'est-à-dire ce qu'il en coûte à l'entreprise pour injecter des capitaux d'emprunt et des capitaux propres dans ses activités réglementées, est un des coût que l'Office a l'habitude d'examiner au moment de fixer des « droits basés sur les coût » et de déterminer s'ils sont justes et raisonnables.

Pour ce qui concerne les principes essentiels à observer dans la détermination d'un rendement équitable, l'Office fait remarquer qu'il a déjà examiné la jurisprudence que les parties ont invoquée en l'espèce. En effet, dès la toute première instance tenue en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, soit l'instance RH-1-70 visant les droits à percevoir par TransCanada, l'Office a largement cité, débattu et invoqué la jurisprudence

---

1 *Trans Mountain Pipe Line Co.* c. *Canada (Office national de l'énergie)*, 2 C.F.118 à la page 121 (C.A.).

2 *British Columbia Hydro and Power Authority* c. *Westcoast Transmission Co.*, [1981] 2 C.F. 646 à la page 656 (C.A.).

3 Lettre de l'Office national de l'énergie en date du 15 juin 2000 et ordonnance TO-3-2000 approuvant le Règlement sur les droits incitatifs d'Enbridge Pipelines Inc. pour les années 2000 à 2004.

à laquelle les parties ont fait référence dans le cas présent.[1] Dans sa décision de décembre 1971[2], l'Office est parvenu à la conclusion suivante au sujet du cadre dans lequel doit s'inscrire l'examen d'un taux approprié de rendement pour TransCanada :

> L'Office estime qu'en ce qui concerne la réglementation des taux, ses pouvoirs et fonctions comprennent d'une part, la charge d'empêcher l'exploitation d'un monopole favorable à des prix excessifs et d'autre part, d'exercer sa fonction de réglementation de telle sorte que l'entreprise réglementée ait l'occasion de récupérer ses frais raisonnables et de gagner un profit raisonnable sur le capital utilement employé en vue de dispenser des services d'utilité publique. Il soutient, en outre, que pour être raisonnable, un tel profit doit être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise dont le risque est analogue. L'Office accepte sous toutes réserves, que le taux de rendement est la notion peut-être la plus couramment utilisée en vue de prévoir dans une certaine période à venir, le taux de profit jugé le plus approprié pour le capital employé utilement par une entreprise réglementée qui a dispensé des services d'utilité publique pendant une période d'essai donnée. On s'attend que, compte tenu des modifications importantes, ce taux rapportera un profit qui, nonobstant les variations quantitatives du capital investi, sera équitable aussi bien du point de vue des clients que de celui des actionnaires actuels et éventuels.
>
> [...]
>
> Pour déterminer un profit juste et raisonnable par rapport à la base des taux, on s'est soucié principalement de maintenir l'intégrité financière des activités réglementées du Demandeur. Bien que ce profit doive nécessairement refléter le coût des services, la dette incorporée et les actions ordinaires, étant donné que dans les circonstances actuelles la société se trouve en expansion et qu'elle a déjà reçu le certificat de commodité et de nécessité publiques relatif à l'aménagement d'installations qui coûteront 240 millions de dollars, l'Office a, dans ses délibérations, accordé un poids important à l'intégrité financière sous l'aspect de son aptitude à attirer les capitaux.

Les principes invoqués dans la décision RH-1-70 de l'Office laissent entendre qu'un rendement équitable, ou plus précisément un taux de rendement juste et raisonnable, devrait présenter les caractéristiques suivantes :

- être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (le critère des bénéfices comparables);

---

1 Motifs de décision AO-1-RH-1-70 de l'Office national de l'énergie concernant Trans-Canada Pipe Lines Limited (Demande visant les droits - Phase 1), 19 décembre 1971 de 6-6 à 6-9.

2 Motifs de décision AO-1-RH-1-70 de 7-5 à 7-6.

- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière et d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (les critères relatifs à l'intégrité financière et à l'effet d'attraction);

- être équitable aussi bien du point de vue des clients que de celui des actionnaires actuels et éventuels (équilibre approprié entre les intérêts des clients et ceux des investisseurs).

Ces principes se retrouvent dans les diverses méthodes reconnues qui sont utilisées pour estimer le coût du capital, telles que la méthode de la prime de capital-risque que l'Office a employée dans la décision RH-2-94. L'Office juge que ces principes valent dans le cas présent.

Pour ce qui est de l'équilibre approprié entre les intérêts des clients et ceux des investisseurs, l'Office trouve que l'intérêt des clients, quant il est question de taux de rendement, est surtout lié à l'impact que le taux de rendement approuvé aura sur les droits. Selon l'Office, l'impact du taux de rendement sur les droits est un facteur pertinent dans la détermination d'un rendement équitable.

L'Office estime que la détermination d'un rendement équitable en fonction des principes susmentionnés, associée à d'autres aspects des besoins en recettes du réseau principal, donnera lieu à des droits qui sont justes et raisonnables.

Chapitre 3

Risque commercial et perspectives d'investissement

3.1 Risque commercial global

L'analyse du risque commercial associé à un pipeline est au coeur de la détermination du coût du capital. Cette analyse se décompose habituellement en une évaluation du risque de marché, du risque d'approvisionnement, du risque de réglementation et du risque d'exploitation. Sous la rubrique *Opinion de l'Office* de la section 3.1.6, nous examinons séparément l'impact que la concurrence entre pipelines a sur le risque commercial. Toutefois, dans l'exposé des points de vue des parties, l'incidence de la concurrence entre pipelines est examinée dans le contexte du risque de marché, du risque d'approvisionnement et du risque de réglementation pour refléter comment les parties ont traité cette facette du risque commercial.

On a longtemps tenu compte du risque commercial en établissant un ratio présumé du capital-actions ordinaire dans la structure du capital d'une société pipelinière. L'Office a évalué le risque commercial du réseau principal pour la dernière fois dans le cadre de l'instance RH-2-94, et il a conclu à ce moment-là que le réseau principal représentait une entreprise à faible risque et qu'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % convenait dans son cas.

Évaluation du risque commercial global

TransCanada a exprimé l'avis que le risque commercial associé au réseau principal s'est accru appréciablement depuis 1994, et qu'il continuera d'augmenter plus l'industrie pipelinière canadienne s'engagera dans la voie de la concurrence, et laissera de côté la « convention de réglementation » qui a toujours existé. TransCanada a souligné que, depuis 1994, le risque de marché, le risque d'approvisionnement et le risque de réglementation associés au réseau principal se sont tous exacerbés et que le réseau principal est maintenant confronté à une concurrence sans précédent du point de vue de l'approvisionnement et des marchés, et qu'elle n'a pas ou point de moyens pour relever cette concurrence.

TransCanada a soutenu que le volume de contrats de services de transport garanti détermine, en bout de ligne, l'impact que ces risques ont sur la société pipelinière, et a exprimé l'opinion que les risques de marché, d'approvisionnement, d'exploitation et de réglementation associés au réseau principal pourraient être atténués si elle passait des contrats de transport garanti à long terme avec des expéditeurs solvables. TransCanada a souligné que la durée moyenne des contrats de transport garanti sur le réseau principal est passée de huit ans en 1994 à cinq ans en 2001, et qu'à la fin de 2000, des contrats comptant pour 1,7 $10^9 pi^3/j$ (48 $10^6 m^3/j$) de sa capacité de transport totale de 7,3 $10^9 pi^3/j$ (207 $10^6 m^3/j$) avaient expiré. TransCanada a ajouté que des contrats visant un volume supplémentaire de 3,2 $10^9 pi^3/j$ (91 $10^6 m^3/j$) seront sujets à renouvellement au cours des cinq prochaines années.

La CAPP a exprimé l'avis que le risque commercial du réseau principal ne s'est pas accru de façon appréciable. Elle considère toujours le réseau principal comme un transporteur monopolistique réglementé, arguant qu'il a la mainmise sur environ 6 $10^9 pi^3/j$ (170 $10^6 m^3/j$) d'approvisionnements en gaz

qui lui sont captifs. La CAPP a ajouté que les risques tenant à la concurrence n'ont pas augmenté appréciablement et qu'ils demeurent faibles.

L'ACG a souligné que le dégroupage des services et la concurrence procurent des avantages accrus aux clients, mais qu'ils sont source d'incertitude pour les investisseurs. Elle a prétendu que même si les pressions concurrentielles ont pu faire baisser les frais administratifs et d'exploitation, elles ont accru les risques commerciaux et fait augmenter le coût du capital. L'ACG a ajouté que, selon les analystes, les risques commerciaux auxquels est confronté le réseau principal sont nettement différents et plus élevés que ceux qui existaient il y a sept ans et que les investisseurs, à mesure qu'ils seront sensibilisés à ces risques, s'attendront à toucher un rendement plus élevé.

L'ACIG a fait valoir que le recouvrement des coûts est une notion fondamentale dans l'évaluation du risque commercial. Par conséquent, la question qu'il faut se poser est la suivante : est-ce que le risque que TransCanada ne puisse pas recouvrer entièrement le capital investi, et tirer un rendement de celui-ci, a changé de façon appréciable? L'ACIG a aussi souligné que c'est aux risques commerciaux à court terme qu'il faut accorder le plus d'importance car ils se prêtent mieux à une évaluation fiable que les risques commerciaux à long terme, dont l'incertitude et le caractère hypothétique augmentent avec le temps. L'ACIG en a conclu qu'il n'y a aucun fondement factuel à la prétention que les risques commerciaux de TransCanada ont augmenté, car celle-ci reconnaît que ses risques commerciaux à court terme demeurent inchangés.

Mirant Canada Energy Marketing, Ltd. (Mirant) a déclaré que le risque commercial est lié à la perspective de recouvrer les coûts à long terme. Elle a exprimé l'avis que le recouvrement à long terme des coûts est régi par les caractéristiques fondamentales de l'offre et de la demande, lesquelles n'ont pas changé.

L'Ontario a souligné qu'il y a des facteurs susceptibles de diminuer le risque dont TransCanada n'a pas traité dans sa demande concernant un rendement équitable. Au nombre de ces facteurs figurent la probabilité accrue que les sources d'approvisionnement dans l'Arctique puissent être raccordées au réseau principal, le fait que le réseau principal relève la concurrence sur les marchés américains depuis longtemps et de façon soutenue, et le fait que le gaz naturel s'impose comme combustible de choix pour la production d'électricité. L'Ontario a prétendu que ces facteurs de diminution du risque compensent entièrement le risque commercial accru de TransCanada.

3.1.1 Risque de marché

Position de TransCanada

Demande de gaz naturel

Selon les estimations de TransCanada, la demande de gaz au Canada s'accroîtra de 2,8 $10^9 pi^3/j$ (78 $10^6 m^3/j$) et atteindra près de 11 $10^9 pi^3/j$ (312 $10^6 m^3/j$) d'ici 2010. On s'attend à ce que les marchés canadiens directement connectés au réseau principal enregistrent une croissance d'environ 900 $10^6 pi^3/j$ (26 $10^6 m^3/j$) d'ici cette date. TransCanada prévoit que la demande américaine totale de gaz dans les 48 États continentaux progressera de 16,5 $10^9 pi^3/j$ (467 $10^6 m^3/j$), atteignant 76,7 $10^9 pi^3/j$ (2 173 $10^6 m^3/j$), ou 28 $10^{12} pi^3$ (793 $10^9 m^3$) par année, d'ici 2010. D'après les prévisions, la croissance de la demande sur

les marchés américains desservis par le réseau principal devrait atteindre pendant la même période 3,6 $10^9 pi^3/j$ (102 $10^6 m^3/j$) dans le Midwest et 2,7 $10^9 pi^3/j$ (76 $10^6 m^3/j$) dans le Nord-Est.

Bien qu'elle s'attende à une certaine croissance sur les marchés qu'elle dessert, TransCanada a indiqué qu'il n'est pas garanti qu'elle pourra s'approprier une part de ce marché en expansion et qu'elle devra relever une concurrence intense pour desservir la nouvelle demande. TransCanada a aussi noté que la demande additionnelle pourrait privilégier les combustibles de remplacement, indiquant qu'on satisfera peut-être à une partie de cette demande grâce à des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Par conséquent, TransCanada n'acceptait pas le point de vue selon lequel son risque commercial n'avait pas augmenté parce que les marchés qu'elle dessert devraient enregistrer une croissance à l'avenir. Elle a convenu toutefois que, dans la plupart des cas, le marché prendrait tout le gaz que le réseau principal est en mesure de livrer.

TransCanada a soutenu que la question du risque commercial est liée à celle de savoir s'il existe de l'incertitude au sujet de la croissance de la demande et de l'approvisionnement, et si cette incertitude pourrait nuire à sa capacité d'attirer des volumes additionnels à transporter ou de prendre de l'expansion dans le futur. TransCanada a exprimé l'avis que la croissance future de la demande de gaz naturel sur les marchés qu'elle dessert est très incertaine, surtout dans la mesure où elle concerne la production d'électricité par des installations au gaz. Elle a fait valoir que l'incertitude de la demande pourrait influer sur les perspectives des projets gaziers dans l'Arctique et sur leur échéancier.

Incidence de la concurrence

TransCanada a souligné qu'elle est maintenant confrontée à une concurrence accrue et que sa part du marché s'érode. L'implantation de nouveaux gazoducs rayonnant de bassins d'approvisionnement nouveaux et existants, ainsi que l'agrandissement de gazoducs partant de bassins américains existants contribuent à intensifier la concurrence et à accroître les risques auxquels le réseau principal est exposé.

TransCanada a indiqué que les effets de la concurrence sont très difficiles à prédire et que le réseau principal sera exposé à des risques considérables à l'avenir. Elle a prétendu que, face à la concurrence, les entités réglementées se heurtent à deux restrictions du point de vue des droits qu'elles peuvent percevoir. D'abord, la réglementation impose des restrictions sur les droits exigibles; ensuite, les droits que pratiquent leurs concurrents limitent ce qu'elles peuvent elles-mêmes demander. TransCanada a fait valoir qu'il s'agit d'un problème systémique qui peut priver une entité réglementée de la capacité de recouvrer son coût du capital pendant de longues périodes.

TransCanada a indiqué qu'environ 50 % de la capacité du réseau principal a été conçue pour assurer l'exportation de gaz aux États-Unis, là où elle se heurte à une concurrence additionnelle de la part d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) et de Maritimes & Northeast Management Pipeline Ltd. (M&NP). Pour ce qui concerne le marché canadien, TransCanada a soutenu que le gazoduc de Vector Pipeline Ltd. (Vector) a réduit le marché intérieur qui représentait un marché captif pour le réseau principal et que le projet de gazoduc Cartier pourrait réduire ce marché davantage. Elle a prétendu que sa position concurrentielle est d'autant plus précaire que plusieurs de ses gros expéditeurs, tels que des sociétés de distribution locale (SDL), sont aussi des promoteurs de ces pipelines concurrents. TransCanada a également noté que, à court terme, les risques de non-renouvellement de contrats viennent principalement des SDL de l'Est.

TransCanada n'était pas d'accord avec les parties qui soutenaient que le risque posé par Alliance s'était déjà matérialisé puisque le gazoduc d'Alliance fonctionne à pleine capacité. Elle a prétendu que l'agrandissement du gazoduc d'Alliance est un risque plausible pour le réseau principal. TransCanada a indiqué que le taux d'utilisation du réseau principal est moins élevé qu'il ne l'aurait été en l'absence du gazoduc d'Alliance et qu'à cause des droits plus élevés qu'entraîne la baisse du taux d'utilisation, il peut être plus économique pour des concurrents de simplement construire une capacité supplémentaire à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC).

TransCanada a reconnu que dans la mesure où ses droits restent compétitifs par rapport à ceux d'Alliance et de Vector, il y aura moins de probabilité que les réseaux concurrents s'agrandissent. Si l'Office approuve la demande de TransCanada concernant un rendement équitable, le droit combiné du réseau de l'Alberta et du réseau principal pour la livraison de gaz naturel à la zone de l'Est dépassera de 7 à 10 cents le droit d'un service comparable d'Alliance/Vector sur le marché au comptant. Toutefois, parce que l'engagement contractuel est de courte durée et que le droit pourrait diminuer sous l'effet d'une augmentation du débit, TransCanada estimait que son droit resterait compétitif.

TransCanada a soutenu que l'augmentation de son taux de rendement autorisé va dans le sens du principe de droits compétitifs, ajoutant qu'elle a moussé artificiellement la compétitivité du réseau principal en vendant l'utilisation de sa capacité à un prix inférieur au prix coûtant. Elle a fait remarquer que, pour garantir la viabilité à long terme du réseau principal, il faut que les droits perçus soient suffisants pour recouvrer tous les coûts, y compris le coût du capital.

TransCanada a souligné que la concurrence a engendré des avantages manifestes pour les producteurs, les gouvernements et l'économie, tels que l'implantation d'une capacité pipelinière additionnelle et l'effet connexe sur les prix. Toutefois, elle a laissé entendre que la concurrence avait fait augmenter son coût du capital et qu'il était raisonnable que les expéditeurs en payent le coût, compte tenu des avantages qu'ils en ont retirés.

Positions des autres parties

Demande de gaz naturel

La CAPP a noté que les parties s'entendaient généralement pour dire que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord est forte et qu'elle va croissant. Elle a souligné que TransCanada prévoit que la demande nord-américaine croîtra de 20 $10^9 pi^3/j$ (567 $10^6 m^3/j$) d'ici 2010. La CAPP a exprimé l'opinion que le marché fonctionne bien et que l'accroissement de la demande encouragera la mise en valeur de nouvelles sources de gaz naturel.

La CAPP a laissé entendre que le réseau pipelinier nord-américain continuera d'être bien utilisé à l'avenir. Elle a noté, en particulier, que les marchés nord-américains comptent de plus en plus sur les gazoducs qui partent du Canada, pour s'approvisionner. Elle a indiqué qu'il faudra augmenter la capacité pipelinière pour répondre à l'accroissement de la demande à long terme. Elle a aussi laissé entendre que le réseau principal est bien placé pour desservir cette demande et pour tirer parti de la croissance du marché.

L'ACIG a affirmé que la demande de gaz naturel est forte et qu'elle continue de croître. Elle a indiqué que la croissance de la demande sur les marchés de l'Est et du Nord-Est offre au réseau principal

d'excellentes possibilités d'accroître son débit. L'ACIG a ajouté que l'on s'attend à ce que les marchés des producteurs d'électricité connaissent une forte croissance dans l'Est du Canada et le Nord-Est américain et que cela ait un impact considérable sur la demande d'approvisionnements venant de l'Ouest.

Incidence de la concurrence

La CAPP a comparé les risques que TransCanada prétend courir actuellement en raison de la concurrence à ceux qu'elle avait invoqués en 1994, et a argué que les risques engendrés par la concurrence demeurent faibles et n'ont pas augmenté d'une façon importante. Elle a noté qu'en 1994, TransCanada avait prétendu qu'elle faisait face à une concurrence plus intense dans les marchés qu'elle desservait, notamment dans l'Est du Canada et le Nord-Est américain. La CAPP a rappelé que, en 1994, TransCanada avait aussi demandé d'être compensée pour le risque de subir une concurrence accrue et la perte possible d'une charge considérable au profit de réseaux réglementés concurrents. La CAPP a souligné que TransCanada avait mentionné, en 1994, qu'elle pourrait aussi subir une concurrence venant de son couloir pipelinier, de la part de gazoducs qui desservent les marchés de l'Est du Canada à partir du BSOC.

La CAPP a fait valoir que le réseau principal doit être compensé pour les risques supportés, non pas pour des risques matérialisés. Elle a soutenu que le seul changement véritable par rapport aux risques que TransCanada avait relevés en 1994, c'est qu'un des risques — celui de perdre une partie de sa charge au profit de concurrents du couloir — s'est matérialisé. La CAPP a souligné que le fait que ce risque se soit matérialisé ne devrait pas servir de prétexte pour accroître la proportion du capital-actions dans la structure présumée du capital du réseau principal. Elle a indiqué que lorsque l'Office a approuvé un ratio du capital-actions de 30 % pour le réseau principal en guise de compensation pour les risques éventuels définis en 1994, ces risques comprenaient l'intensification possible de la concurrence et la perte éventuelle d'une partie de sa charge au profit de concurrents comme Alliance et Vector.

La CAPP a souligné que TransCanada contrôle plus de 80 % de la capacité de transport à partir du BSOC, et qu'elle en retire des avantages. La CAPP a laissé entendre que TransCanada ne joue pas franc jeu quand elle demande la permission d'agrandir un pipeline, augmentant par le fait même le risque couru par ses autres pipelines, puis demande un rendement plus élevé pour compenser le risque accru. À cet égard, la CAPP a rappelé que TransCanada s'était mise en lice pour saisir l'opportunité d'expansion qu'Alliance a finalement obtenue et a indiqué que TransCanada serait encore à demander une augmentation de son coût du capital même si son projet Viking Voyageur avait réussi.

L'ACIG a soutenu que les changements survenus depuis 1994 ne représentent pas un changement notable pour ce qui est du risque auquel le réseau principal est exposé. Elle a noté que l'essor du marché des services pipeliniers a entraîné quelques non-renouvellements de contrats et la création d'une certaine capacité excédentaire. Il s'ensuit que la capacité affectée au TI et la capacité secondaire sont maintenant très disponibles. L'ACIG a souligné toutefois que la passation de contrats de plus courte durée ne change pas le risque de marché du réseau principal, puisque les perspectives du marché du gaz naturel comme tel demeurent assez favorables.

L'ACIG a affirmé que les mesures que TransCanada a prises pour atténuer ses risques doivent être prises en compte dans l'évaluation du risque commercial du réseau principal. Sous ce rapport, elle a indiqué que l'acquisition des réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la diversité générale du réseau

principal et le fait que TransCanada contrôle plus de 80 % de la capacité de transport à partir de l'Alberta devraient atténuer les risques associés à une concurrence plus vive de la part d'autres pipelines.

Mirant a souligné que, compte tenu de son pouvoir dominant sur le marché, l'intensification de la concurrence ne met pas en péril la capacité de TransCanada de recouvrer ses coûts. Elle a cité comme preuve de ce pouvoir sur le marché le fait que TransCanada a pu hausser sensiblement ses prix sur une courte période sans subir aucune perte de revenus. Mirant a soutenu que le fait qu'il existe de la concurrence ne veut pas dire que les prix de TransCanada sont figés par cette concurrence. Mirant en a conclu que le risque à long terme de sous-utilisation du réseau n'est pas vraiment un problème puisque TransCanada peut recouvrer ses coûts en augmentant les prix qu'elle demande à ses clients captifs.

Mirant n'accepte pas la prétention de TransCanada qui dit être exposée à une concurrence et des risques accrus avec la construction de chaque nouveau pipeline. Selon Mirant, cette affirmation ne tient pas compte de la croissance du marché à laquelle ces nouveaux pipelines sont censés répondre. Mirant a également contesté les assertions de TransCanada selon lesquelles les projets de gazoduc Independence et Millennium intensifieraient la concurrence faite au réseau principal, soulignant que ces gazoducs auraient plutôt tendance à réduire les pressions concurrentielles dans les marchés que le réseau principal dessert.

Mirant a souligné qu'étant donné l'état actuel de l'offre et de la demande, il n'y a pratiquement aucun risque que la capacité de TransCanada soit un jour sous-utilisée au point que celle-ci aurait du mal à recouvrer ses coûts. Mirant a ajouté qu'il n'y avait rien dans la structure du marché ou dans la structure réglementaire qui puisse entraîner la construction systématique d'une capacité excédentaire. De plus, elle a fait remarquer que les ajouts aux installations sont encore soumis à l'examen de l'organisme de réglementation, pour se prémunir contre une défaillance du marché, et que les exigences réglementaires gouvernant l'approbation d'installations pipelinières n'ont pas vraiment changé.

L'Ontario a souligné qu'un des risques qui, d'après TransCanada, s'est accru depuis l'instance RH-2-94, soit le risque de concurrence pour l'acheminement du gaz du BSOC vers le marché de l'Est du Canada, a été identifié antérieurement et a déjà été pris en compte dans la décision RH-2-94 de l'Office. Pour ce qui est du risque d'un déclin des volumes contractuels liés au SG, l'Ontario a indiqué que ce risque a été pris en considération dans l'instance RH-2-94 et que la durée moyenne des contrats était en fait plus longue que ce qu'on avait prévu au départ. L'Ontario était d'avis que les augmentations de droits qu'entraînerait la demande de TransCanada dans la présente instance imposeraient un fardeau indu aux expéditeurs de TransCanada et rendraient le réseau principal encore moins concurrentiel, ce qui se traduirait par d'autres baisses des volumes transportés et une hausse des droits.

3.1.2 Risque d'approvisionnement

Position de TransCanada

TransCanada a soutenu que le risque d'approvisionnement s'est accru parce que le réseau principal doit maintenant faire concurrence à d'autres pipelines pour s'approvisionner en gaz, étant donné que les ajouts de capacité ont créé une capacité d'acheminement supérieure à l'approvisionnement disponible. TransCanada a exprimé l'avis qu'elle est gravement limitée dans sa capacité de soutenir la concurrence à cet égard à cause de sa position de pipeline complémentaire pour le transport à partir du BSOC, ajoutant

que la performance du BSOC avait a aggravé l'impact de cette concurrence sur le plan de l'approvisionnement.

Approvisionnement total

TransCanada a déclaré que les conditions d'approvisionnement dans le BSOC ont beaucoup changé au cours des dix dernières années et que son risque d'approvisionnement s'est accru depuis 1994. Même si les perspectives du BSOC demeurent favorables dans l'ensemble, l'intensification de la production s'est accompagnée d'une augmentation des taux de déclin (qui sont passés de 8 % en 1990 à 20 % en 2000), d'une baisse de la productivité initiale des puits (d'un volume moyen de 0,53 $10^6pi^3/j$ [15 $10^3m^3/j$] en 1990 à un volume moyen de 0,32 $10^6pi^3/j$ [9,1 $10^3m^3/j$] en 2000) et d'une baisse du ratio des réserves restantes à la production, ou de la durée des réserves (de 20 ans en 1990 à 9 ans en 2000). Comme preuve supplémentaire de la maturité du BSOC en tant que bassin d'approvisionnement, TransCanada a souligné que de 1991 à 1993, le forage de 6 000 puits avait fait accroître la production de 3,2 $10^9pi^3/j$ (91 $10^6m^3/j$), alors que de 1998 à 2000, le forage de 20 000 puits ne l'a fait augmenter que de 1,1 $10^9pi^3/j$ (31 $10^6m^3/j$).

TransCanada a appuyé ses perspectives concernant l'approvisionnement du BSOC sur une estimation des réserves potentielles ultimes de 306 $10^{12}pi^3$ (8 669 $10^9m^3/j$) et sur le rendement du bassin au cours des dernières années. Selon ce scénario, les approvisionnements venant du BSOC continueraient d'augmenter jusqu'en 2010 ou 2011, atteignant un sommet de 19,6 $10^9pi^3/j$ (555 $10^6m^3/j$). TransCanada a souligné que ces perspectives prennent pour acquis que l'effort de forage se déplacera à la longue vers des régions plus profondes du BSOC, qui sont plus coûteuses à exploiter.

En ce qui concerne les autres sources d'approvisionnement, comme le méthane de gisements houillers (MGH) provenant du BSOC ou les approvisionnements en gaz de l'Arctique, TransCanada a établi ce qu'elle considère comme une prévision raisonnable dans l'état actuel des connaissances. Dans cette prévision, TransCanada a supposé que la production de MGH en provenance du BSOC atteindra 0,5 $10^9pi^3/j$ (14 $10^6m^3/j$) d'ici 2010 et 2,9 $10^9pi^3/j$ (82 $10^6m^3/j$) d'ici 2025. Pour ce qui est de la région de l'Arctique, elle a prévu que les approvisionnements venant de l'Alaska et du delta du Mackenzie atteindraient 4,4 $10^9pi^3/j$ (125 $10^6m^3/j$) et 1,8 $10^9pi^3/j$ (51 $10^6m^3/j$) d'ici 2017, respectivement. TransCanada a affirmé qu'elle était bien placée pour transporter le gaz de l'Arctique, mais a souligné qu'elle se fait concurrencer par d'autres projets de pipelines, comme une canalisation express entre l'Alaska et Chicago.

Concurrence sur le plan de l'approvisionnement en gaz

TransCanada a souligné qu'elle subit une concurrence sur le plan de l'approvisionnement de la part de deux principales sources. La première découle de la concurrence entre les besoins intra-bassin et les besoins à l'extérieur de l'Alberta. La seconde réside dans la concurrence entre les pipelines qui desservent les besoins à l'extérieur de l'Alberta.

TransCanada a indiqué que, depuis 1990, la demande de gaz dans l'Ouest canadien est passée de 3,4 $10^9pi^3/j$ (96 $10^6m^3/j$) à 4,5 $10^9pi^3/j$ (127 $10^6m^3/j$) et que l'on s'attend à ce que ce rythme de croissance double au cours des cinq prochaines années en raison de l'exploitation des sables bitumineux, de la production d'électricité et d'autres projets. Ceci entraîne une réduction des approvisionnements en gaz qui sont accessibles au réseau principal et aux autres pipelines qui partent de l'Alberta.

Pour ce qui concerne la concurrence livrée par les autres pipelines qui partent de l'Alberta, TransCanada a expliqué que, depuis 1994, la capacité pipelinière à partir de l'Alberta s'est accrue de 3,4 $10^9 pi^3/j$ (96 $10^6 m^3/j$), intensifiant la concurrence pour le transport des approvisionnements venant du BSOC. TransCanada a affirmé que la croissance de la demande dans des marchés qui ne sont pas directement desservis par le réseau principal, comme les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et la Californie, crée une concurrence intense pour les approvisionnements du BSOC.

TransCanada a souligné que le réseau principal sert de pipeline complémentaire pour le transport à partir du BSOC et qu'il continuera de jouer ce rôle, à moyen terme à tout le moins, jusqu'à ce que les débits se rapprochent de la capacité. Elle a indiqué que le gaz disponible du BSOC est attribué en premier lieu aux titulaires de contrats de transport garanti sur divers pipelines, le reste étant réparti en fonction des rentrées nettes procurées au BSOC. TransCanada a fait remarquer que les plus gros marchés du réseau principal, situés dans l'Est du Canada et le Nord-Est américain, sont plus éloignés du BSOC que les marchés desservis par des pipelines concurrents qui partent du bassin. Elle a souligné que les droits relativement plus élevés perçus sur le réseau principal réduisent les rentrées nettes obtenues, par comparaison à celles que l'on peut s'attendre à obtenir sur des pipelines concurrents qui partent du BSOC.

Prévision du débit

TransCanada a exprimé l'opinion que les autres pipelines partant du BSOC se rempliront avant le sien, à cause de l'existence de contrats à long terme de transport sur ces pipelines concurrents et des rentrées nettes généralement moins élevées que procurerait le réseau principal. Dans l'établissement de sa prévision de l'approvisionnement, TransCanada a supposé que les autres pipelines se rempliraient à jusqu'à 95 % de leur capacité et que le réseau principal obtiendrait le reste.

TransCanada n'a pas présenté sa prévision du débit en termes de débit total ou d'utilisation de la capacité. Elle l'a exprimée plutôt sous forme de nombre d'années requis pour permettre que le débit du réseau principal atteigne un niveau proche de sa capacité, cette notion ayant été définie comme le remplissage à 95 %. TransCanada avait établi plusieurs scénarios dont les principales variables étaient la croissance annuelle moyenne des approvisionnements du BSOC (qui variait de 100 $10^6 pi^3/j$ [2,8 $10^6 m^3/j$] à 500 $10^6 pi^3/j$ [14,2 $10^6 m^3/j$]) et la croissance annuelle moyenne de la demande à l'intérieur de l'Alberta (qui variait de 70 $10^6 pi^3/j$ [2 $10^6 m^3/j$] à 300 $10^6 pi^3/j$ [8,5 $10^6 m^3/j$]). La prévision supposait aussi que le réseau principal transporterait jusqu'à concurrence de 0,7 $10^9 pi^3/j$ (20 $10^6 m^3/j$) de MGH en 2022 et 1,4 $10^9 pi^3/j$ (40 $10^6 m^3/j$) de gaz de l'Arctique, en 2012.

Suivant le scénario de base de TransCanada (c.-à-d. une croissance annuelle moyenne des approvisionnements du BSOC à raison de 300 $10^6 pi^3/j$ [8,5 $10^6 m^3/j$] et une croissance annuelle moyenne de la demande de gaz de l'Ouest canadien à raison de 180 $10^6 pi^3/j$ [5,1 $10^6 m^3/j$]), le réseau principal ne se remplit pas à 95 % de sa capacité. Suivant les neuf scénarios les plus probables de TransCanada, il faut de 8 à 13 ans pour que le réseau principal attegne un taux d'utilisation de 95 % dans quatre scénarios. Dans l'ensemble, TransCanada a soutenu qu'il y a de fortes probabilités que le réseau principal ne se remplira jamais à 95 % de sa capacité et que son taux d'utilisation demeurera indûment faible, situation qui pourrait, à la longue, nuire à sa capacité de recouvrer ses investissements. Bien que TransCanada ait assimilé le remplissage du réseau principal à un taux d'utilisation de 95 %, elle a indiqué qu'elle était raisonnablement à l'aise avec un taux d'utilisation situé entre 82 et 92 %.

Positions des autres parties

Approvisionnement total

La CAPP s'est basée sur des projections publiées par l'Energy Information Administration (EIA) et l'ONÉ pour brosser un tableau plus optimiste des perspectives du BSOC. Elle a souligné que les marchés du gaz naturel sont actuellement très instables et qu'il faudra peut-être un certain temps avant qu'on observe une réaction plus cohérente des sources d'approvisionnement. Néanmoins, la CAPP a laissé entendre que le BSOC a maintes fois fait ses preuves par le passé et qu'il a atteint des niveaux de rendement toujours plus élevés au fil des ans en réponse aux signaux du marché. Elle a fait remarquer que, depuis 1994, la production du BSOC s'est accrue de 3,5 $10^9pi^3/j$ (99 $10^6m^3/j$) pour atteindre son niveau actuel d'environ 17 $10^9pi^3/j$ (482 $10^6m^3/j$), ce qui concorde avec les prévisions publiées par l'Office dans son rapport sur l'offre et la demande de décembre 1994. De plus, la CAPP a indiqué que l'industrie commence à forer dans des zones gazières plus profondes du BSOC, et plus coûteuses à exploiter, et que cette production suppose de plus longs délais d'approvisionnement. La CAPP a noté que la production de MGH a déjà débuté et a ajouté que TransCanada est bien placée pour transporter les approvisionnements futurs de gaz venant de l'Arctique.

L'ACIG s'est appuyée sur l'évaluation faite par l'Office du potentiel d'approvisionnement actuel et futur pour en conclure qu'il n'y avait rien dans les perspectives d'approvisionnement qui puisse raisonnablement être vu comme un changement notable par rapport aux circonstances qui prévalaient en 1994.

L'Ontario a laissé entendre que le risque pour TransCanada d'avoir à compter sur un seul bassin comme source d'approvisionnement s'est amoindri depuis 1994, précisant qu'il y a maintenant de meilleures chances que les sources de l'Arctique soient mises en valeur et que la probabilité que TransCanada se connecte à ces sources d'approvisionnement est plus grande aujourd'hui qu'elle ne l'était en 1994.

Le Procureur général du Québec (Québec) a soutenu que le risque d'approvisionnement auquel TransCanada est exposée n'a pas beaucoup changé depuis 1994, compte tenu des prévisions actuelles de la production totale du BSOC et de la probabilité que de nouvelles formes de production de gaz compenseront toute chute de la production provenant des sources classiques.

Concurrence sur le plan de l'approvisionnement en gaz

La CAPP a fait valoir qu'il y a toujours eu une certaine concurrence entre quelques sociétés pipelinières pour obtenir les approvisionnements du BSOC. Elle a rappelé que pendant l'instance RH-2-94, TransCanada faisait concurrence à Alberta Natural Gas Company Ltd (ANG - devenue le réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada), à Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) et à Westcoast pour assurer le transport du gaz provenant du BSOC. Le gazoduc d'Alliance a été le plus récent ajout dans l'infrastructure pipelinière partant du BSOC, mais, a indiqué la CAPP, le réseau de la Colombie-Britannique et le réseau de Foothills demeurent les deux plus gros concurrents en termes de volume, comme c'était le cas en 1994. La CAPP a affirmé qu'environ 6 $10^9pi^3/j$ (170 $10^6m^3/j$) du gaz du BSOC représente un approvisionnement captif pour le réseau principal.

La CAPP a mentionné qu'il existe une capacité excédentaire sur le réseau principal et que TransCanada avait indiqué antérieurement qu'un surplus de capacité lui procurerait un avantage concurrentiel à

l'avenir et qu'elle était bien placée pour absorber un approvisionnement supplémentaire. La CAPP a souligné que l'existence d'une certaine capacité excédentaire est une bonne chose pour l'industrie, y compris pour TransCanada, car elle garantit que le prix du gaz naturel dans l'Ouest du Canada reflète le prix nord-américain, ce qui a pour effet de stimuler la mise en valeur des ressources.

L'ACIG a souligné que c'est seulement l'arrivée d'Alliance qui a empêché TransCanada de jouir d'un quasi-monopole dans l'infrastructure de transport à partir de l'Alberta. Elle ne pense pas que l'ajout d'Alliance, qui compte pour environ 11 % de la production totale de gaz commercialisable de l'Alberta acheminé par pipeline, menace gravement la dominance de TransCanada sur la capacité pipelinière à partir de l'Alberta. L'ACIG a fait remarquer que TransCanada projette d'accroître sa capacité d'acheminement à partir de l'Alberta en agrandissant ses réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, afin de desservir les marchés des États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et la Californie. Selon l'ACIG, ces projets ne feront qu'ajouter à la capacité excédentaire à partir de l'Alberta et réduiront la production supplémentaire disponible pour alimenter le réseau principal.

Mirant a souligné que d'après l'évaluation que TransCanada elle-même a faite de l'approvisionnement global et de la demande du marché, il y a lieu de prévoir que la croissance des marchés aux deux extrémités du réseau principal, d'ici 2012, sera supérieure au volume total que le réseau principal peut acheminer actuellement. Mirant ne trouvait pas plausible qu'une telle croissance de l'approvisionnement et de la demande se produise aux deux extrémités du réseau principal, pendant que TransCanada reste aux prises avec une capacité excédentaire importante.

Prévision du débit

La CAPP a soutenu que la prévision du débit fournie par TransCanada repose sur l'hypothèse selon laquelle le niveau d'utilisation des pipelines dépend de leur volume de contrats de transport garanti à long terme et que les autres pipelines partant du bassin seront exploités, dans l'ensemble, à un facteur de charge de 95 % parce que leur capacité entière sera réservée par contrat. La CAPP a rejeté cette proposition disant que la norme d'utilisation des pipelines en question a habituellement tourné autour de 90 %. Elle a indiqué que la seule fois où la capacité d'acheminement a approché un niveau d'utilisation de 95 % au cours des 20 dernières années est survenue pendant les trois années où les prix du bassin n'étaient pas reliés au barème de prix nord-américain. Elle a souligné que TransCanada a indiqué qu'elle ne souhaitait pas revivre cette époque et qu'elle était à l'aise avec un taux d'utilisation qui se maintient entre 82 et 92 %.

La CAPP a soutenu qu'en raison de l'hypothèse mentionnée ci-dessus, la prévision de TransCanada concernant le débit du réseau principal sous-estime l'utilisation de ce dernier. La CAPP a noté que le taux d'utilisation du réseau principal en 2001 avait été de 84 %, alors que l'étude sur le débit prévoyait un taux de 74 %. Elle a également signalé que cette étude ne tient pas compte des volumes considérables qui sont transportés sur le réseau principal suivant le service TI. Enfin, elle a noté que d'autres marchés, comme celui de la Californie, ont parfois été des marchés complémentaires.

Mirant a affirmé que la prévision du débit de TransCanada sous-estime l'utilisation future du réseau principal parce qu'elle prend pour acquis que celui-ci ne sera pas en mesure de concurrencer efficacement les autres pipeline qui partent de l'Alberta. Cette prévision suppose également que le réseau principal ne réussira à attirer que 1,4 $10^9 pi^3/j$ (40 $10^6 m^3/j$) d'un approvisionnement projeté en gaz du Nord de 6 $10^9 pi^3/j$ (170 $10^6 m^3/j$). Mirant a laissé entendre que même si la prévision de TransCanada était

juste, la position concurrentielle du réseau principal continuerait de s'améliorer au cours de la période en question puisque la prévision laisse entrevoir une hausse du débit.

3.1.3 Risque de réglementation

Position de TransCanada

TransCanada a affirmé que la donne a changé dans le secteur de la réglementation et que, en raison de ce changement, elle se retrouve face à une concurrence beaucoup plus intense qu'auparavant. Elle a indiqué qu'en 1994, elle était assujettie à la convention de réglementation traditionnelle suivant laquelle elle jouissait d'une franchise à long terme et de la possibilité de recouvrer tous ses coûts engagés raisonnablement, y compris le capital investi et un rendement sur ce dernier.

TransCanada a soutenu qu'une concurrence plus vive signifie plus de risques. Elle a noté que, même si le régime de réglementation restera inchangé pendant la période d'essai de 2001-2002, de sorte qu'elle ne subira pas l'impact du non-renouvellement de contrats, le risque que le régime change à long terme subsiste toujours. Elle a laissé entendre que la transition vers un marché de concurrence, où il y a parfois des gagnants et des perdants, laisse entrevoir la possibilité qu'elle pourrait se retrouver dans le camp des perdants.

TransCanada a cité l'approbation des gazoducs d'Alliance et de Vector, ainsi que de certains gazoducs de contournement du réseau de l'Alberta, comme une preuve du fait qu'on s'éloigne de la convention de réglementation traditionnelle pour épouser un modèle où les sociétés pipelinières se font directement concurrence. TransCanada a mentionné que les récentes décisions de l'Office allaient dans le sens de l'opinion selon laquelle l'intérêt public sera servi si l'on transforme l'industrie pipelinière d'un monopole en un marché concurrentiel. TransCanada a prétendu que plus que jamais auparavant elle court le risque de devoir concurrencer de tout nouveaux pipelines ou des installations d'agrandissement approuvés par l'ONÉ, autant pour obtenir des approvisionnements que pour desservir les marchés, à la fois existants et additionnels. Elle a soutenu que, suivant le modèle de réglementation traditionnel, l'octroi de certificats autorisant des ajouts aux installations se faisait au moyen d'un processus public où il fallait faire la preuve de la faisabilité économique du projet afin de garantir que les installations seraient utilisées et utiles. TransCanada a indiqué que la nouvelle approche qui permet de construire de la capacité pipelinière avant que les approvisionnements soient en place n'était pas apparente au moment où l'audience RH-2-94 a eu lieu.

TransCanada a souligné que la question du modèle de réglementation qui s'appliquera dans son cas à l'avenir suscite manifestement de l'incertitude. Elle a écarté les suggestions d'intervenants qui lui recommandaient d'attendre que de futures instances de réglementation dissipent cette incertitude avant de se préoccuper de l'évolution du modèle de réglementation. TransCanada a souligné qu'il faut aussi tenir compte de la question de savoir si ses investisseurs croient que le modèle de réglementation qui sera appliqué au réseau principal restera inchangé après 2002.

Positions des autres parties

La CAPP a souligné que le modèle de réglementation actuel est le même que celui qui existait en 1994. Elle jugeait que les principales caractéristiques du modèle de réglementation traditionnel, comme la

protection du coût du service, les comptes de report et l'intégration aux droits du coût des projets d'agrandissement, contribuent à limiter de risque commercial auquel le réseau principal est exposé.

En ce qui touche l'octroi de certificats autorisant des installations pipelinières, la CAPP a indiqué que l'Office a basé sa décision d'autoriser les projets d'Alliance et de Vector sur le fait qu'une capacité supplémentaire était requise pour répondre aux besoins à long terme du marché et qu'il existait à ce moment-là un approvisionnement à long terme suffisant. Même si le taux de croissance de l'approvisionnement a pu être inférieur à ce que l'on prévoyait, la CAPP a déclaré que toute la capacité en place sera requise à long terme. Elle a souligné que l'Office, en autorisant la construction d'une capacité additionnelle, n'a pas exposé TransCanada à des pertes de recettes découlant du non-renouvellement de contrats. Elle a également indiqué que l'Office avait précisé au cours de l'instance RH-1-2001 que tout changement apporté à sa politique le sera prospectivement, et en tenant compte de toutes les facettes du modèle de réglementation, du juste équilibre entre le risque et les récompenses, ainsi que des outils nécessaires pour gérer le risque. En ce qui concerne le modèle commercial et réglementaire que TransCanada pourrait adopter à l'avenir, la CAPP a laissé entendre que TransCanada n'a pas l'intention de modifier le profil de risque du réseau principal après 2002.

L'ACIG a déclaré que rien n'a changé à la convention de réglementation traditionnelle et que TransCanada bénéficie toujours d'une protection contre tous les risques associés à la sous-utilisation de sa capacité pipelinière. Elle a soutenu que TransCanada continue d'avoir la possibilité de recouvrer tous ses coûts engagés raisonnablement.

L'ACIG a fait valoir qu'il n'y a aucune indication que l'Office exercera ses responsabilités relatives à l'intérêt public d'une manière qui puisse provoquer en bout de ligne une perte de charge totale sur le réseau principal. Elle a aussi soutenu que TransCanada aura toujours la possibilité de se faire entendre en bonne et due forme lorsque l'Office sera appelé à examiner des demandes concernant la construction d'installations pipelinières supplémentaires.

L'ACIG a laissé entendre qu'il était inopportun et prématuré de réévaluer l'ensemble des risques commerciaux à long terme de TransCanada, puisque celle-ci est en voie d'élaborer son nouveau modèle commercial et réglementaire.

Coral Energy Canada Inc. (Coral) a souligné que dans sa décision RH-1-2001, l'Office a bien indiqué qu'à moins d'un manque de prudence de la part de TransCanada, aucun coût résultant d'une sous-utilisation du réseau ne sera imposé aux actionnaires. Coral n'accepte donc pas l'assertion de TransCanada selon laquelle le risque qu'elle court sur le plan de la réglementation est plus élevé qu'il ne l'était en 1994.

Mirant a contesté la notion de franchise avancée par TransCanada, soulignant que cette dernière est en concurrence avec de nombreuses autres sociétés pipelinières autant dans le BSOC que dans les marchés en aval. Selon l'avis de Mirant, l'objet de la réglementation n'est pas de protéger TransCanada, mais bien de protéger les payeurs de droits contre le pouvoir dominant de TransCanada sur le marché. Les prix sont réglementés en fonction des coûts de manière à imiter ce qui se produirait sur un marché concurrentiel, et les sociétés ont une possibilité raisonnable de recouvrer les coûts qu'elles ont engagés judicieusement. Par conséquent, TransCanada n'a jamais joui de la protection qu'elle prétend avoir perdue et la véritable convention de réglementation demeure en place.

Mirant a souligné que, depuis 1994, aucun changement fondamental n'a été apporté aux règles présidant à l'octroi de certificats pour des installations pipelinières et qu'il n'y a aucune raison de croire que le processus d'octroi des certificats donnera lieu à la construction d'installations dont le marché n'a pas besoin. Mirant a soutenu que les intervenants sur le marché sont en mesure de se faire un idée juste de la suffisance de l'offre et de la demande.

PG&E Energy Trading, Canada Corporation et El Paso Merchant Energy Canada (PG&E/El Paso) ont soutenu qu'il n'y a pas lieu de modifier la méthode du coût du capital ou de relever le taux de rendement autorisé du réseau principal, car l'Office a décidé au cours de l'instance RH-1-2001 qu'il continuera d'imputer le coût intégral du pipeline aux expéditeurs en se fondant sur la méthode classique du coût du service.

L'Ontario n'acceptait pas le point de vue de TransCanada selon lequel la convention de réglementation avait accordé au réseau principal une franchise à long terme pour l'acheminement du gaz naturel du BSOC aux marchés de l'Est du Canada. Elle a rappelé que, durant l'instance RH-2-94, TransCanada avait demandé que l'Office tienne compte dans l'évaluation de son risque commercial de la possibilité qu'elle subisse la concurrence d'autres pipelines pour le transport du gaz du BSOC vers les marchés de l'Est. L'Ontario a exprimé l'avis que le risque de réglementation auquel fait face TransCanada ne s'est pas accru de façon mesurable, car la société continue de retirer le rendement autorisé de son capital-actions. Même si le cadre de réglementation pourrait changer à l'avenir, l'Ontario a laissé entendre qu'il ne serait pas équitable de compenser TransCanada dans l'intervalle pour un risque de réglementation qui pourrait se matérialiser dans le futur.

3.1.4 Risque d'exploitation

TransCanada a déclaré que le risque d'exploitation, qui comprend le risque pour la sécurité matérielle, a trait aux facteurs techniques et opérationnels qui peuvent empêcher le gazoduc de fonctionner tel que prévu. Elle a souligné que son risque d'exploitation n'a pas vraiment changé depuis 1994 et a soutenu que le réseau principal continue d'être exploité d'une manière efficace et sûre.

TransCanada a admis que son risque d'exploitation a peut-être légèrement baissé étant donné que le réseau principal n'est pas exploité à raison d'un facteur de charge de 100 %, comme le suggérait la CAPP, mais elle a indiqué que cette diminution fait contrepoids à une augmentation du risque du point de vue de la sécurité du réseau principal.

L'ACIG était d'accord pour dire que le risque d'exploitation de TransCanada n'a pas changé de façon appréciable depuis 1994.

3.1.5 Autres facettes du risque commercial

Amortissement

La CAPP a soutenu que si la question de l'approvisionnement est vraiment aussi incertaine que le prétend TransCanada, cela soulève la question de savoir ce que constituent des taux d'amortissement convenables. La CAPP a laissé entendre que TransCanada avait négocié des taux d'amortissement plus élevés pour 2001 et 2002, en partie parce que l'évolution des conditions relatives à l'approvisionnement et aux marchés créait de l'incertitude au sujet du recouvrement du capital investi. La CAPP a noté que

TransCanada avait mentionné qu'elle pourrait présenter une étude sur l'amortissement et demander un autre relèvement de ses taux d'amortissement après 2002. La CAPP a soutenu que TransCanada cherchait à recouvrer son investissement en double, en demandant une augmentation de son taux de rendement maintenant et, éventuellement, une hausse de ses taux d'amortissement plus tard, le tout pour compenser la même incertitude.

L'ACIG a affirmé que le taux d'amortissement est le mécanisme qui permet d'atténuer le risque à court terme que TransCanada ne puisse pas recouvrer entièrement le capital investi, et que le Règlement concernant les P et T sur le réseau principal, qui prévoyait une hausse des taux d'amortissement des années d'essai 2001 et 2002, empêche TransCanada de solliciter un accroissement de la composante du rendement du capital-actions pendant les deux années en question.

TransCanada a reconnu qu'un taux d'amortissement plus élevé pourrait justifier la fixation d'un taux de rendement plus faible. Elle a soutenu que si elle se trouvait dans une situation où son taux d'amortissement lui permettait de recouvrer ses coûts pendant la durée restante des contrats en cours, cela serait un facteur pertinent dans la détermination de son taux de rendement. TransCanada n'était pas d'accord avec l'assertion selon laquelle l'augmentation négociée de ses taux d'amortissement en 2001et 2002 empêcherait que l'Office fixe un taux équitable de rendement pour le réseau principal.

Opinion de l'Office

Le risque commercial est le risque inhérent à la nature d'une entreprise particulière. Il se compose de tous les risques qui peuvent influer sur la capacité d'un élément d'actif de produire des recettes. L'évaluation du risque commercial doit porter sur toute la durée économique de l'élément d'actif et ne doit pas être limitée aux seuls facteurs de risque susceptibles de survenir au cours d'une année d'essai donnée. C'est donc dire que, dans le cas du réseau principal, on doit tenir compte des sources de risque possibles à court, moyen et long termes.

L'Office a évalué le risque commercial associé au réseau principal pour la dernière fois dans le cadre de l'instance RH-2-94. Depuis, l'industrie du transport par gazoduc n'a cessé d'évoluer. Un grand nombre des changements survenus depuis 1994 avaient été envisagés au cours de l'audience RH-2-94 et l'Office en avait tenu compte dans l'évaluation du risque commercial du réseau principal faite à ce moment-là, mais l'importance qu'il convient d'accorder à certains facteurs de risque a pu changer depuis et mérite peut-être qu'on la réexamine à la lumière des changements survenus. Par exemple, l'Office trouve que, même si l'on a envisagé à l'instance RH-2-94 la possibilité d'une concurrence inter-pipelines plus intense, cette source de risque devrait aujourd'hui avoir plus de poids dans l'évaluation des risques commerciaux potentiels du réseau principal, étant donné que la probabilité que les pipelines en place s'agrandissent s'est accrue.

Il ressort de la preuve que le réseau principal est exposé à cinq grandes sources de risque commercial qui sont : le risque de concurrence inter-pipelines, le risque de marché, le risque d'approvisionnement, le risque de réglementation et le risque d'exploitation. Nous examinerons chacune de ces sources de risque commercial ci-après.

Risque de concurrence inter-pipelines

La concurrence inter-pipelines, qui se manifeste aux deux extrémités d'un réseau pipelinier — c'est-à-dire du point de vue des approvisionnements et des marchés — s'entend de la concurrence directe que se livrent des pipelines pour attirer des clients. La concurrence inter-pipelines influe directement sur le risque commercial en ce sens qu'elle offre des choix aux clients pour l'expédition de leur gaz. Elle influe indirectement sur le risque commercial en agissant sur le risque de marché et le risque d'approvisionnement.

Un des changements les plus importants observés depuis 1994 est l'intensification de la concurrence pour attirer des clients, et ce, autant de la part des pipelines qui partent du bassin d'approvisionnement du réseau principal que de ceux qui desservent les mêmes marchés. L'arrivée de nouveaux pipelines, de même que les ajouts à la capacité de pipelines en place, ont donné lieu à une structure de marché que l'on a qualifié de « concurrence de petit nombre ». La transition vers une infrastructure pipelinière plus concurrentielle suppose une augmentation du risque commercial, bien que tous les pipelines ne sont pas nécessairement touchés au même degré. Au moment de prendre ses diverses décisions autorisant la construction de nouveaux pipelines, l'Office a reconnu que celles-ci auraient pour effet d'intensifier la concurrence entre les pipelines et qu'elles pourraient provoquer à court terme, à cause de l'investissement considérable que suppose un nouveau pipeline, une perte de charge temporaire dans des réseaux en place, auxquels il faudrait un certain temps pour le débit soit près de la capacité. On avait jugé que les bienfaits de la concurrence l'emportaient sur cette considération et favorisaient l'intérêt public général.

Selon l'Office, il n'existe pas de *nouvelle approche favorisant la construction d'une capacité pipelinière avant la mise en place des approvisionnements*, comme le laissait entendre un des témoins de TransCanada. Bien que certains des facteurs évalués par l'Office reflétaient l'évolution naturelle de l'industrie pipelinière et la prise en compte du jeu de la concurrence dans son processus décisionnel, l'Office continue d'évaluer chaque demande au regard de principes bien établis et en fonction de la preuve produite devant lui. Une lecture attentive des décisions de l'Office autorisant de nouveaux pipelines depuis 1994 montre clairement que l'Office n'a pas adopté comme approche que la nouvelle capacité pipelinière devrait se construire avant que les approvisionnements soient en place, pas plus qu'il n'a approuvé des demandes simplement parce qu'elles offriraient une solution de rechange concurrentielle par rapport au réseau de TransCanada.

Pour diverses raisons (telles que des rentrées nettes moins élevées que celles que les producteurs peuvent obtenir sur des pipelines concurrents et le moment où les contrats du SG sont venus à échéance), la capacité excédentaire qui existe actuellement à la sortie du BSOC a eu un impact intense sur le volume des contrats de transport garanti et le débit du réseau principal. La présence d'une capacité excédentaire a aussi incité certains expéditeurs à recourir à des services de transport à court terme, comme le TI, au lieu de passer des contrats de SG. La durée moyenne des contrats de SG en cours sur le réseau principal est passée de huit ans en 1994, à cinq ans en 2001.

Cependant, un certain nombre de facteurs viennent atténuer le risque associé à la l'intensification de la concurrence faite au réseau principal. Il s'agit du pipeline le plus

important assurant le transport à partir du BSOC et une grande proportion de ses clients (utilisateurs ultimes et producteurs) est une clientèle captive, et le demeurera vraisemblablement dans un avenir prévisible. Par ailleurs, TransCanada a accru sa participation dans des pipelines partant du BSOC, ce qui devrait contribuer à raffermir son pouvoir sur le marché. À cet égard, l'Office constate qu'une portion considérable de la capacité additionnelle construite à partir du BSOC l'a été par des sociétés pipelinières dans lesquelles TransCanada détient une participation. Au fur et à mesure que les immobilisations du réseau principal seront amorties, la diminution du rendement absolu de la base tarifaire offrira à TransCanada une plus grand marge de manoeuvre pour relever la concurrence. De plus, le fait de disposer d'une certaine capacité excédentaire pourrait constituer un avantage concurrentiel pour le réseau principal en lui permettant de capter des approvisionnements supplémentaires et, éventuellement, d'atteindre des débits supérieurs à ceux que procure la capacité sous contrat, grâce à la prestation de services discrétionnaires à court terme. L'Office estime que, dans l'ensemble, le réseau principal est bien positionné pour relever la concurrence et que les caractéristiques de l'offre et de la demande à long terme offrent à TransCanada une possibilité raisonnable d'accroître le débit du réseau principal.

Jusqu'à présent, les bénéfices de TransCanada n'ont pas souffert de l'existence d'une capacité excédentaire ou d'une concurrence inter-pipelines plus vive, puisqu'on a permis au réseau principal d'accroître les droits qu'il perçoit de manière à satisfaire entièrement à ses besoins en recettes. Cependant, il n'est pas garanti que le réseau principal pourra attirer des volumes de gaz suffisants à l'avenir, et cela pourrait avoir une incidence sur ses bénéfices. Plus précisément, l'aptitude du réseau principal à recouvrer son coût du service intégral serait mise en péril si le débit diminuait à tel point que les droits résultants excéderaient ce que le marché est prêt à payer. Il n'y a aucune indication qu'une telle situation est à prévoir, mais la possibilité qu'elle se réalise semble s'être accrue depuis 1994. Par conséquent, l'Office juge que la concurrence inter-pipelines s'est intensifiée depuis 1994, ce qui concourt à augmenter le risque commercial potentiel du réseau principal.

Risque de marché

Le risque de marché peut être défini comme le risque que la demande de gaz naturel sur le marché influe sur la capacité du réseau principal de générer des recettes. La taille globale du marché du gaz et la part du marché que le réseau principal réussit à obtenir influent toutes les deux sur le risque de marché.

La concurrence sur les marchés du gaz en aval s'est intensifiée, ce qui laisse supposer que le réseau principal est maintenant exposé à un plus grand risque pour ce qui est du maintien de sa part du marché. L'accroissement du risque de marché associé au maintien de la part du marché a déjà été pris en compte dans l'évaluation faite par l'Office du risque lié à la concurrence inter-pipelines.

La demande nord-américaine de gaz naturel a progressé et les prévisions indiquent une forte croissance de la demande à l'avenir, surtout dans le secteur de la production d'électricité. Bien que d'autres pipelines, établis ou éventuels, pourraient amener du gaz dans des régions qui sont desservies par le réseau principal, l'Office constate que TransCanada a admis que le marché en aval peut généralement absorber tout le gaz que le réseau principal est en mesure de livrer. Malgré l'incertitude entourant la croissance

future de la demande, le marché du gaz naturel qui existe dans les régions desservies par le réseau principal est, d'après l'Office, plus robuste qu'on ne l'avait prévu en 1994, ce qui indique une diminution du risque du réseau principal quant au marché global du gaz.

Risque d'approvisionnement

Le risque d'approvisionnement peut être défini comme le risque que la disponibilité d'approvisionnements puisse nuire à la capacité du réseau principal de générer des recettes. Le risque d'approvisionnement est lié à la disponibilité physique de gaz naturel.

Selon l'avis de l'Office, l'approvisionnement global en gaz classique venant du BSOC aura un effet déterminant sur le taux d'utilisation futur du réseau principal. Depuis 1994, la croissance de la demande sur le marché nord-américain a soutenu la croissance des approvisionnements en gaz naturel classique venant du BSOC et s'est traduite par des ajouts à la capacité d'approvisionnement. Récemment, le rythme de croissance des approvisionnements a été plus modeste et s'est accompagné d'une augmentation des taux de déclin, d'une baisse de la productivité initiale et d'une réduction du ratio des réserves restantes à la production. Bon nombre de personnes prédisent une croissance soutenue de l'approvisionnement venant du BSOC, mais certains jugent que les résultats des forages récents sont une indication que le BSOC s'approche de la maturité et qu'il pourrait s'avérer plus difficile d'obtenir une croissance additionnelle. L'Office remarque également que, d'après les prévisions, la croissance de la demande à l'intérieur de l'Alberta restera probablement forte, ce qui réduira de façon générale la quantité d'approvisionnements mise à la disposition des pipelines qui partent du BSOC.

Ces facteurs sont compensés en partie par un accroissement de la probabilité que l'on mette en valeur les ressources des régions pionnières, comme en témoignent l'intérêt renouvelé pour les approvisionnements de l'Arctique, notamment ceux du delta du Mackenzie et de l'Alaska, et la mise en valeur récente de ressources non classiques (comme le MGH) venant du BSOC. En 1994, TransCanada estimait qu'elle n'avait qu'un seul bassin dans lequel puiser ses approvisionnements (c'est-à-dire le BSOC), car on prévoyait que les bassins des régions pionnières resteraient hors de portée. Dans la présente instance, l'Office remarque que TransCanada a fourni une prévision selon laquelle le gaz de l'Arctique et le MGH seront en production d'ici dix ans.

Dans l'ensemble, l'Office juge qu'en raison de l'incertitude concernant le potentiel de croissance du BSOC et de l'accroissement de la demande de gaz à l'intérieur de l'Alberta, il est possible de dire que le risque lié à l'approvisionnement en gaz auquel est exposé le réseau principal s'est légèrement accru depuis 1994.

Risque de réglementation

Le risque de réglementation est le risque auquel la capacité d'un élément d'actif de générer des recettes est exposé en raison du mode de réglementation de la société. Même si le modèle de réglementation a évolué, et qu'il continuera d'évoluer et de s'adapter aux besoins changeants de l'industrie pipelinière et de ses intéressés, rien n'indique que l'Office changera la façon dont il procède pour décider de changements importants au cadre de réglementation, c'est-à-dire en se fondant sur un examen exhaustif, équilibré et prospectif de tous les facteurs pertinents. Bien que le régime de réglementation ait permis à la concurrence de se développer, il n'y a eu aucune indication que le risque de

ne pas recouvrer des coûts engagés raisonnablement s'en est trouvé accru. Par exemple, un redressement a été effectué chaque année par l'entremise des comptes de report afin de recouvrer les coûts réels engagés, et les expéditeurs ont eu à assumer les coûts associés à toute sous-utilisation de la capacité. Par conséquent, l'Office juge que le modèle de réglementation continue de procurer au réseau principal une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts qui ont été engagés raisonnablement. Selon l'avis de l'Office, le risque de réglementation global auquel est exposé le réseau principal n'a pas changé de façon notable.

L'Office ne s'attend pas à ce que le mode d'exploitation du réseau principal reste inchangé. Le réseau principal est exploité dans un monde en évolution constante et l'Office s'attend à ce que la direction de TransCanada anticipe les nouvelles sources de risque engendrées par cette évolution et trouve des moyens de les amoindrir. À cet égard, l'Office sait que TransCanada et ses intéressés discutent d'un nouveau modèle commercial et réglementaire concernant le réseau principal. L'Office estime qu'il serait peut-être indiqué que l'on réévalue les risques commerciaux potentiels associés à un nouveau cadre de réglementation lors de l'examen des modifications proposées au tarif.

Risque d'exploitation

Le risque d'exploitation est le risque auquel la capacité de générer des recettes est exposée en raison de facteurs techniques et opérationnels. L'Office s'accorde avec TransCanada pour dire que le risque d'exploitation s'est peut-être légèrement amoindri du fait que le réseau principal connaît un plus faible taux d'utilisation, mais que cette baisse serait annulée par une augmentation du risque du point de vue de la sécurité du réseau principal.

Amortissement

L'Office trouve que les questions du coût du capital et de l'amortissement sont liées, mais qu'elles mettent en jeu des facteurs différents. Le but premier d'un taux d'amortissement est de refléter l'évaluation de la durée économique d'un élément d'actif. Le risque commercial, qui est un facteur déterminant dans le coût du capital, reflète la possibilité que le service public ne puisse pas recouvrer ses coûts engagés raisonnablement pendant la durée économique de l'élément d'actif, quelle que soit cette durée.

Dans sa décision RH-1-2001, l'Office a approuvé une légère augmentation du taux moyen d'amortissement du réseau principal. Toutefois, cette augmentation n'a pas changé de façon appréciable la durée économique évaluée du réseau principal et, selon l'avis de l'Office, son incidence sur le risque commercial et le coût du capital est négligeable.

Résumé

L'Office en conclut que, dans l'ensemble, le risque commercial auquel est exposé le réseau principal a augmenté depuis 1994, mais demeure faible. L'augmentation du risque commercial tient principalement à l'accroissement du risque découlant de la concurrence inter-pipelines et du risque associé à l'approvisionnement. Les autres sources de risque n'ont pas changé appréciablement.

3.2 Perspectives d'investissement et risque financier

3.2.1 Perspectives d'investissement et risque financier

Position de TransCanada

Selon le point de vue de TransCanada, un rendement équitable est le rendement de marché concurrentiel requis pour inciter TransCanada à investir dans le réseau principal actuel, dans des projets d'agrandissement de ce réseau et dans d'autres projets pipeliniers, et pour inciter des investisseurs à investir dans TransCanada, par l'achat d'actions et de titres d'emprunt. Pour ce qui concerne les investisseurs, TransCanada a déclaré qu'il est nécessaire de fixer un taux de rendement équitable pour le réseau principal de façon à les encourager à maintenir leurs investissements actuels dans la société et à lui fournir un nouvel apport de capital.

TransCanada a souligné que son aptitude à soutenir la concurrence autant pour lever des capitaux que pour saisir les possibilités d'expansion dépend de ce qu'un rendement équitable soit offert à ses investisseurs. Si le rendement procuré par un investissement dans TransCanada est inférieur à celui qu'offrent d'autres possibilités de placement sur le marché qui présentent un risque similaire, TransCanada ne pourra pas attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

TransCanada a soutenu que l'augmentation du risque commercial, un haut niveau d'endettement et une faible rentabilité réduisent sa capacité de contracter de nouveaux engagements sans mettre en jeu la situation financière de la société. TransCanada a prétendu que la réduction du risque financier et une plus grande rentabilité amélioreraient la capacité de la société de contracter des obligations supplémentaires importantes. TransCanada a laissé entendre que l'imminent projet de pipeline du Nord illustre bien ce point. Elle a affirmé que la concurrence pour attirer des capitaux de commandite est intense et qu'un tel projet suppose de très grosses dépenses d'immobilisation, ce qui oblige à avoir une excellente cote de solvabilité et une bonne capacité d'attirer des capitaux. TransCanada a souligné que pour avoir une chance équitable de participer à cette concurrence, il lui faut avoir un accès immédiat aux marchés des capitaux à des conditions comparables à celles de ses concurrents.

TransCanada a indiqué qu'il ne fait aucun doute qu'elle est présentement en mesure de lever des fonds, mais que la question de l'équité a trait au prix qu'il lui en coûterait pour le faire.

TransCanada a défini le risque d'investissement comme le profil de risque global d'une entreprise, qui tient compte à la fois du risque associé aux activités économiques génératrices de recettes (le risque commercial) et de la part de la dette dans la structure du capital de la société (le risque financier). TransCanada a soutenu que les théories financières et la réalité pratique confirment qu'une entreprise dont le risque commercial est relativement faible peut avoir un niveau élevé d'endettement (c.-à-d. avoir une forte proportion d'engagements à taux fixe) et quand même présenter un risque d'investissement acceptable dans l'ensemble. À mesure que le risque commercial augmente, le niveau d'endettement admissible diminue et l'entreprise, pour demeurer attrayante du point de vue du risque d'investissement, ne peut plus recourir dans la même mesure à des emprunts et à d'autres instruments à taux fixe pour se financer.

TransCanada a indiqué que deux agences de notation (Moody's Investors Service et le Dominion Bond Rating Service) lui accordent la cote A-moyen, et une troisième (Standard & Poor's) la cote A-moins.

Elle a affirmé que, par le passé, elle a réussi à maintenir une cote de solvabilité « A » en dépit d'un haut niveau de risque financier parce que son risque commercial était faible, et qu'il lui faut pouvoir conserver une cote « A » ferme pour continuer d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables. TransCanada a souligné, toutefois, que l'accroissement du risque commercial associé au réseau principal l'obligera, à la longue, à réduire son risque financier et à augmenter la couverture des intérêts.

TransCanada a indiqué qu'elle ne peut plus s'attendre à bénéficier de la même latitude que par le passé pour ce qui est des exigences relatives à la couverture des intérêts. Elle a souligné qu'un ratio de couverture des intérêts inférieur à 2,0 ne lui permettrait pas de décrocher une cote « A » compte tenu du risque commercial associé au réseau principal à l'avenir. Cependant, en réponse à une demande de renseignements de l'Office, TransCanada a indiqué que le minimum de 2,0 est une question d'opinion. Elle a aussi indiqué qu'à son avis, il lui serait possible de conserver une cote de solvabilité « A » avec un risque financier plus élevé que celui qu'admet généralement un crédit de qualité « A ».

Dans sa preuve relative aux perspectives d'investissement, TransCanada a prétendu que le taux de rendement autorisé du réseau principal est faible par comparaison aux autres possibilités d'investissement de la société et que cela décourage même l'investissement de capital de maintenance. Sous ce rapport, TransCanada a affirmé que si le capital de maintenance du réseau principal était considéré comme un investissement autonome supplémentaire, elle ne ferait pas cet investissement compte tenu de la situation actuelle du coût du capital.

En réponse à une question de l'Office lui demandant s'il y avait une contradiction entre la déclaration qui précède et le premier but de l'Office, à savoir : faire en sorte que les installations réglementées par l'ONÉ soient sécuritaires et perçues comme telles, le président-directeur général de TransCanada, M. Kvisle, a donné l'assurance que les normes de sécurité et de sûreté du réseau principal seront maintenues au moins à leur niveau actuel.

Positions des autres parties

La CAPP a relevé un certain nombre de signaux positifs qui, à son avis, sont une indication que TransCanada recouvre son coût du capital et que l'intégrité financière de la société n'est pas un enjeu dans le cadre de la présente instance. Ces signaux sont les suivants : la valeur des actions de TransCanada a plus que doublé, passant des faibles cours enregistrés au début de 2000 à un niveau où le ratio valeur marchande-valeur comptable se situe autour de 1,8; les actions de TransCanada ont été recommandées par des analystes de maisons de courtage comme étant des *actions de premier ordre* ; les obligations de TransCanada ont maintenu une cote « A » ferme; les écarts entre le rendement des obligations d'État et celui des instruments d'emprunt de TransCanada se sont rétrécis; et TransCanada a accru ses dividendes.

La CAPP a indiqué que la dernière émission de titres de TransCanada a eu lieu en 1996 et sa dernière émission obligataire en 1999, et que le réseau principal n'a pas besoin de financement en 2001 ou 2002, ni dans un avenir prévisible. La CAPP a argué que si TransCanada avait présentement besoin de lever des fonds, elle pourrait le faire à des conditions raisonnables. Elle a laissé entendre que, maintenant que TransCanada s'est départie de ses entreprises non réglementées improductives, elle a amélioré son bilan et rehaussé de beaucoup sa capacité d'attirer des capitaux propres et des capitaux d'emprunt.

L'ACG a souligné que les ratios de couverture de la dette ont toujours influé sur la cote de la dette d'un service public et qu'ils ont un effet déterminant sur son accès aux capitaux et sur le coût des capitaux. Elle a soutenu que le rendement des actions a diminué beaucoup plus rapidement sous l'action des taux d'intérêt que le coût structurel de la dette, et que cela a nui à la couverture des intérêts des services publics canadiens et réduit leur flexibilité sur le plan du financement. À titre d'exemple, l'ACG a cité le ratio de couverture de TransCanada qui avait baissé à 1,6 en 2000. Elle a fait valoir que, compte tenu du risque commercial futur du réseau principal, une couverture des intérêts inférieure à 2,0 ne sera plus suffisante pour justifier une cote de solvabilité « A » et que cela incitera un grand nombre d'investisseurs institutionnels à vendre les débentures en circulation de TransCanada.

L'ACIG a fait remarquer que la performance des actions de TransCanada, le ratio valeur marchande-valeur comptable s'y rattachant, les recommandations d'analystes, les rapports trimestriels et annuels de TransCanada à ses actionnaires ainsi que la cote de solvabilité positive de la société, qui s'est maintenue en dépit des événements catastrophiques de 1999, sont autant de facteurs qui, pris ensemble ou isolément, devraient amener l'Office à conclure que les investisseurs acceptent maintenant comme un rendement raisonnable sur le capital-actions le rendement que procure la méthode traditionnelle.

Centra a noté que TransCanada a pu améliorer sa position stratégique en se départant de ses entreprises et activités non réglementées qui nuisaient sérieusement à son bilan. Il s'ensuit, d'après Centra, que TransCanada détient maintenant une excellente cote de solvabilité. Centra a aussi souligné que le cours des actions de TransCanada a doublé, que l'entreprise jouit d'une bonne santé financière, que son ratio valeur marchande-valeur comptable s'établit à 1,8 et que ses actions sont qualifiées de *valeurs de premier ordre* par les analystes, ce qui représente des signaux positifs de la part des investisseurs en 2001 et 2002.

L'Ontario a souligné que la cote de solvabilité de TransCanada est stable depuis plusieurs années. Elle a indiqué que ses débentures de premier rang ont la cote « A » et ne subissent pas de décote sur le marché. De plus, la couverture des intérêts du réseau principal, qui avait chuté en 1998 et 1999, a maintenant remonté à ses niveaux antérieurs. L'Ontario a noté l'assertion de M. Kvisle selon laquelle la cote de solvabilité de TransCanada a plus de chances d'être relevée que d'être abaissée.

Le Québec a conclu que les recommandations de plusieurs analystes financiers réputés, recommandations qui sont fondées sur la santé financière de TransCanada, la stabilité de sa cote de solvabilité, la valeur de ses actions sur le marché boursier et sa capacité d'emprunter à des taux privilégiés, indiquent que les actions de TransCanada représentent un très bon placement.

3.2.2 Mondialisation des marchés des capitaux

Position de TransCanada

TransCanada a laissé entendre que depuis la décision RH-2-94 de l'Office, et surtout au cours des deux dernières années, des changements notables sont survenus dans le comportement des investisseurs et dans les marchés des capitaux. Elle a souligné qu'à l'époque où cette décision a été rendue, les investisseurs institutionnels et investisseurs particuliers canadiens étaient essentiellement obligés d'investir au Canada. Depuis, l'utilisation de structures synthétiques permettant de contourner les plafonds des d'investissements étrangers imposés par les caisses de retraite et régimes enregistrés d'épargne-retraite (REÉR), le relèvement subséquent de ces plafonds par le gouvernement fédéral, l'augmentation et

l'accessibilité accrue sur Internet d'informations sur les actions de sociétés américaines, ainsi que l'amélioration notable de l'accès à des valeurs mobilières américaines et la baisse du coût des opérations connexes, le tout ajouté à la piètre performance du dollar canadien, ont moussé l'intérêt des investisseurs canadiens, à la fois institutionnels et particuliers, pour les actions de sociétés américaines et stimulé l'investissement dans ces dernières.

TransCanada a laissé entendre que les investisseurs ont la liberté de choix et qu'ils cherchent à obtenir le meilleur rendement possible pour un niveau de risque donné. Elle a indiqué qu'en raison de la mondialisation des marchés des capitaux, on ne peut plus se limiter au contexte canadien pour estimer le coût du capital d'une société canadienne parce que l'économie et les marchés des capitaux du Canada fonctionnent maintenant dans un contexte nord-américain.

Positions des autres parties

La CAPP a soutenu qu'il n'y a pas lieu de faire intervenir les attentes des investisseurs américains quand on examine la position de TransCanada vis-à-vis des marchés des capitaux. Tout en reconnaissant les liens qui existent entre les économies canadienne et américaine, la CAPP a fait valoir que les marchés des capitaux des deux pays ne sont pas intégrés au point où le prétend TransCanada. En particulier, les différents régimes de réglementation sont un facteur de différentiation qui a une incidence importante. La CAPP a noté que plus de 85 % des actions ordinaires de TransCanada sont détenues par des Canadiens. Elle a soutenu qu'en raison des retenues d'impôt et de l'absence de crédits d'impôt pour dividendes, les investisseurs étrangers sont peu intéressés par un choix de placement tel que TransCanada. La CAPP a fait valoir que les rendements du marché boursier canadien sont inférieurs, maintenant et depuis toujours, aux rendements du marché boursier des États-Unis. Elle a conclu que l'Office devrait se concentrer sur les attentes du marché canadien.

L'ACG a soutenu qu'en raison de la mondialisation, on ne peut déterminer correctement le coût du capital de services publics, y compris TransCanada, en ne considérant que les marchés des capitaux canadiens.

L'ACIG a dit douter si la mondialisation des marchés des capitaux nord-américains, argument sur lequel se fonde TransCanada, constitue un changement appréciable par rapport aux circonstances qui prévalaient au moment de la décision RH-2-94.

Mirant a souligné qu'une faible proportion des actionnaires de TransCanada sont américains et que les investisseurs américains sont désavantagés lorsqu'ils achètent des actions de TransCanada à cause du taux d'imposition des dividendes, qui est plus élevé, et des retenues d'impôt. Ces considérations permettent de soutenir qu'une évaluation axée sur le marché canadien convient toujours dans le cas du réseau principal. Mirant a reconnu que le marché canadien est influencé par le marché mondial, mais a ajouté que les taux du gouvernement du Canada reflètent déjà cette influence.

3.2.3 Autres possibilités d'investissement

Position de TransCanada

Dans sa demande concernant un rendement équitable, TransCanada a laissé entendre qu'il est maintenant évident que les investisseurs exigent un rendement plus élevé que celui que procure la formule de

rajustement RH-2-94 et que le marché offre d'autres possibilités d'investissement ayant un risque similaire qui livrent un bien meilleur rendement.

TransCanada a affirmé qu'elle fait des investissements aujourd'hui dont les rendements attendus dépassent largement ceux du réseau principal, mais qui présentent un risque financier égal ou moindre. Elle a soutenu que ses investissements dans l'électricité sont censés rapporter des taux de rendement internes équivalents ou supérieurs au CMPCAI de 7,5 % qu'elle sollicite dans sa demande concernant un rendement équitable. À cet égard, TransCanada a fait valoir que le CMPCAI proposé de 7,5 % est inférieur de 50 points de base au rendement attendu de son investissement dans le projet hydroélectrique Curtis-Palmer qui, selon elle, comporte un risque similaire.

À titre de comparaison avec d'autres investissements dans le secteur pipelinier, TransCanada a indiqué qu'Alliance et M&NP retirent chacune des rendements sur le capital supérieurs à celui du réseau principal, et que leurs pipelines comportent de moins grands risques commerciaux.

TransCanada a souligné que dans le cas d'Alliance, le taux de rendement du capital-actions ordinaire de 12 % a été négocié avec des expéditeurs qui ont signé des contrats de 15 ans, avec modalités de renouvellement. Au moment où ce rendement de 12 % a été négocié, la formule de rajustement RH-2-94 prescrivait un taux de 11,25 %. Lorsque le gazoduc d'Alliance est entré en service, la formule de rajustement RH-2-94 prescrivait un taux de 9,90 %.

TransCanada a fait remarquer que M&NP a obtenu un rendement du capital-actions ordinaire de 13 % pour une période de cinq ans, sous réserve que, si les circonstances venaient à changer pendant ces cinq ans, il était expressément prévu que toute partie intéressée pouvait demander la révision de la structure financière ou du taux de rendement. TransCanada a souligné que le risque global de M&NP est moindre que celui du réseau principal parce qu'un investisseur dans cette société peut s'attendre à une variabilité beaucoup moins grande des recettes qu'un investisseur dans le réseau principal, à cause des contrats à long terme qui sous-tendent le gazoduc de M&NP.

TransCanada a prétendu que, même si les oléoducs ont longtemps bénéficié de ratios du capital-actions plus élevés que ceux des gazoducs, parce que leur risque commercial était perçu comme étant plus élevé, les risques auxquels sont exposés le réseau principal et le réseau d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) sont très semblables aujourd'hui et donc justifient des rendements similaires. Elle a précisé que TransCanada et Enbridge misent toutes les deux sur la pérennité géologique du BSOC, qu'aucun des deux réseaux ne s'appuie sur des contrats à long terme, et que les deux entreprises doivent soutenir la concurrence d'autres réseaux. TransCanada a affirmé qu'Enbridge est le meilleur exemple qu'elle puisse citer d'un investissement à risque similaire qui touche un rendement appréciablement plus élevé que celui du réseau principal, soulignant que son CMPCAI de 7,5 % se situe à moins de 15 points de base du rendement réalisé par Enbridge en 2001.

TransCanada a noté que les sociétés pipelinières américaines affichent des taux de rendement autorisés du capital-actions et des ratios du capital-actions plus élevés que ceux des sociétés pipelinières canadiennes, y compris TransCanada. Elle a admis que la plupart des pipelines américains sont exposés à des risques plus élevés que ne l'est TransCanada puisque l'environnement concurrentiel est plus développé aux États-Unis qu'au Canada. TransCanada a souligné, toutefois, que les sociétés pipelinières américaines sont davantage maître de leur destinée, car elles ont reçu des outils avant que la concurrence s'installe. TransCanada a soutenu que les investisseurs tiennent compte de tous ces facteurs lorsqu'ils

décident d'investir et que beaucoup de sociétés pipelinières américaines présentent, dans l'ensemble, un potentiel risque-récompense plus attrayant que celui qu'offre le réseau principal.

Positions des autres parties

La CAPP a fait valoir qu'en 1997, Alliance faisait face à de plus grands risques commerciaux que le réseau principal et qu'elle était prête à assumer de plus gros risques commerciaux. La CAPP a précisé que ces risques additionnels comprenaient les risques associés aux coûts de construction, aux taux d'intérêt et au débit, le risque que les expéditeurs manquent à leurs engagements et un risque de démarrage considérable. Elle a souligné que le risque associé aux coûts de construction s'est avéré et qu'il a fait baisser le RCA de 12 à 11,25 % pour 15 ans. Selon la CAPP, c'est la raison pour laquelle Alliance a pu négocier un taux de rendement légèrement plus élevé que celui que procure la formule de rajustement RH-2-94.

La CAPP a fait observer que l'Office a autorisé M&NP à toucher un RCA de 13 % sur un ratio du capital-actions de 25 % pendant cinq ans, mais qu'il avait bien précisé au moment de rendre cette décision que M&NP faisait face à des circonstances tout à fait particulières, notamment le fait qu'il s'agissait d'un tout nouveau gazoduc, que les seules sources de gaz étaient des champs nouveaux et non éprouvés et que le gazoduc devait desservir un marché inconnu au Canada. La CAPP a soutenu que ces circonstances étaient nettement différentes de celles que connaissait le réseau principal en 1997 et que cela justifiait un rendement plus élevé.

La CAPP a fait valoir que le réseau principal et les pipelines américains sont assujettis à des cadres commerciaux et réglementaires fort différents, et que ces différences influent sur le coût du capital. Elle a noté que les pipelines américains assument des risques de variation des volumes, sont exposés au risque de coûts associés à la non-utilisation de la capacité et à des engagements de prise ferme, ne bénéficient pas d'un rajustement d'égalisation annuel de leurs tarifs et doivent composer avec le délai de réglementation en ce qui a trait au coût du capital. Dans le cas du réseau principal, il n'y a pas de risque de variation des volumes ou de non-utilisation de la capacité, les droits font l'objet d'un rajustement annuel et le délai concernant la réglementation n'est pas un facteur.

L'ACG a souligné que les RCA approuvés par l'Office doivent être fixés de manière à ce que les services publics canadiens soient des placements aussi attrayants pour les investisseurs canadiens que les services publics américains le sont pour les investisseurs canadiens et américains.

L'ACIG a indiqué que l'assertion de TransCanada selon laquelle l'Office devrait traiter la société comme un investisseur dans le réseau principal n'est pas défendable. Elle a fait valoir que suivant le principe de l'« autonomie », des possibilités d'investissement diversifiées n'entrent pas dans les activités commerciales d'un pipeline et sont donc sans objet. L'ACIG a soutenu également qu'il ne faut pas tenir compte de l'opinion de TransCanada selon laquelle il faudrait prendre en considération ses autres possibilités d'investissement, car c'est une position intéressée qui n'assure pas le degré d'indépendance requis. L'Office devrait plutôt adopter la perspective d'investisseurs indépendants qui envisagent d'investir dans des titres d'emprunt ou des actions d'un pipeline autonome réglementé par l'ONÉ et exploité par un propriétaire dont le champ d'action est limité aux activités commerciales du pipeline.

Coral a soutenu qu'Alliance et M&NP n'ont pas le même profil de risque que le réseau principal. Elle a également noté que le rendement du capital-actions a été négocié dans les deux cas, plutôt que prescrit

par l'Office ou par un autre organisme de réglementation, et que cette négociation a eu lieu essentiellement entre les promoteurs eux-mêmes, dans des circonstances où ils disposaient d'un gros pouvoir de marchandage. Coral a fait valoir que les pipelines américains sont exploités suivant un modèle commercial tout à fait différent de celui de TransCanada, ce qui empêche toute comparaison. Elle a souligné, en outre, que les taux de rendement accordés par la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ne sont pas une indication de ce que constitue un rendement approprié dans le cas de TransCanada.

Mirant a indiqué que les risques d'Alliance et de M&NP ne sont pas semblables à ceux du réseau principal, et a souligné que ces deux sociétés pipelinières ont négocié leurs rendements du capital-actions avec leurs expéditeurs. Par conséquent, Mirant estimait que ces sociétés ne devraient pas être considérées comme des investissements comparables à TransCanada. Mirant rejetait l'idée que les pipelines canadiens et américains sont comparables, soulignant qu'ils sont exploités suivant des modèles commerciaux différents et que la FERC a une approche différente de celle de l'Office en ce qui concerne la détermination du coût du capital.

L'Ontario a opiné dans le même sens que la CAPP au sujet de l'à-propos de comparer le réseau principal à Alliance et M&NP, comme le suggérait TransCanada. Elle a également signalé que le fait qu'Alliance utilisait une nouvelle technologie pour transporter le gaz à une pression beaucoup plus élevée que la pression de service habituelle ajoutait au risque de cette dernière.

Opinion de l'Office

Perspectives d'investissement

L'Office estime que TransCanada jouit actuellement d'une position financière solide et que la capacité du réseau principal d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables n'est pas en péril. L'Office constate que TransCanada a elle-même affirmé qu'il ne fait aucun doute qu'elle est présentement en mesure de lever des fonds. À cet égard, l'Office constate également que M. Kvisle a affirmé que, à son avis, la cote de solvabilité actuelle de TransCanada avait plus de chances d'être relevée que d'être abaissée.

Risque financier

Le risque financier est le risque inhérent à la structure du capital d'une société. Le risque financier s'accroît à mesure que la proportion de la dette augmente par rapport à l'avoir des actionnaires, car la société doit payer les frais d'intérêt et rembourser la dette peut importe sa rentabilité générale.

L'Office considère le ratio de couverture des intérêts comme un seul des facteurs entrant en ligne de compte dans l'évaluation de la capacité du réseau principal de respecter ses engagements financiers et il ne s'est pas laissé convaincre par les prétentions de TransCanada voulant qu'elle doive maintenir une couverture des intérêts d'au moins 2,0 pour conserver sa cote de solvabilité « A ». L'Office a noté le commentaire suivant de Moody's :

> [Traduction] L'analyse des flux de trésorerie est une exigence fondamentale pour évaluer correctement la qualité du crédit. En général, plus la stabilité et la prévisibilité des flux de trésorerie futurs de

> l'émetteur sont grandes, relativement aux créances imputées à ces flux de trésorerie, plus la qualité du crédit de l'émetteur est élevée, moins grandes sont les pertes attendues associées à ses titres d'emprunt et plus la cote est élevée.[1]

L'Office juge que le réseau principal pourra maintenir des flux de trésorerie stables et prévisibles à l'avenir.

Mondialisation des marchés des capitaux

L'Office reconnaît la tendance continue vers la mondialisation des marchés des capitaux. Cependant, il est persuadé que les données du marché canadien demeurent le point de référence le plus pertinent pour évaluer le coût du capital de sociétés pipelinières canadiennes. En particulier, l'Office constate que moins de 15 % des actions ordinaires de TransCanada sont détenues par des investisseurs étrangers à l'extérieur du Canada, et que la plupart de celles-ci font partie des titres canadiens de gestionnaires de portefeuille américains.

Autres possibilités d'investissement

L'Office remarque que les parties ne sont pas tout à fait d'accord au sujet de l'à-propos de tenir compte des possibilités d'investissement internes qui s'offrent à TransCanada, par opposition aux possibilités d'investissement auxquelles ont généralement accès de tiers investisseurs. Sous ce rapport, l'Office juge que le risque relatif et le rendement potentiel associés à l'utilisation des capitaux à d'autres fins, par la société, peut constituer un facteur pertinent dans l'évaluation du coût du capital du réseau principal. Toutefois, la preuve produite en l'espèce était limitée, pour des raisons de confidentialité, et n'était pas de nature à permettre aux parties de vérifier les prétentions de TransCanada quant au risque commercial relatif et au coût du capital associés aux projets en question. Par conséquent, l'Office a accordé peu d'importance à cette preuve.

L'Office ne trouve pas que la preuve concernant la comparaison du réseau principal à Alliance, M&NP et Enbridge soit particulièrement utile pour fixer un taux de rendement équitable pour le réseau principal. Il constate que la preuve produite par TransCanada au sujet du risque commercial relatif ne tenait compte que de certains facteurs et que plusieurs autres sont passés sous silence. Ce qu'il y de plus important, toutefois, c'est que les rendements réalisés par ces pipelines reflètent des circonstances et un contexte risque-récompense différents. Pour établir une comparaison plus utile, il faudrait évaluer à fond le risque commercial relatif de chaque pipeline et estimer ce que son coût du capital pourrait être en l'absence de circonstances différentes.

Selon l'avis de l'Office, la preuve ne corrobore pas l'argument de TransCanada selon lequel les rendements supérieurs qu'offrent les pipelines américains en font des placements tellement attrayants qu'elle aura de la difficulté à se procurer des capitaux pour financer l'exploitation du réseau principal. Ni la performance des actions de TransCanada depuis 2000, ni les vues exprimées par les analystes en placements,

---

[1] Moody's Investors Service - *Special Comment - Financial Ratio Medians for Global Investment Grade Corporations* - janvier 2001, page 6.

n'appuient la prétention que le rendement global du réseau principal a encouragé, ou encourage, le déplacement de l'investissement dans TransCanada vers des sociétés pipelinières américaines. En soi, l'existence de meilleurs taux de rendement sur les pipelines américains ne permet pas de conclure que ceux-ci seront le placement de choix d'investisseurs qui investiraient autrement dans TransCanada. Tout examen des autres possibilités d'investissement devrait comprendre une évaluation des similitudes et différences de ces investissements, et de l'impact que ces différences sont susceptibles d'avoir sur les décisions des investisseurs. Dans ce contexte, l'Office remarque que le fait que les pipelines américains comportent un niveau de risque plus élevé et que leur exploitation obéisse à des modèles de risque-récompense différents peut fort bien détourner certains investisseurs. De plus, l'Office admet la preuve portant que, à cause du traitement fiscal plus avantageux des revenus de dividendes, la comparaison du rendement du réseau principal à celui de pipelines américains peut être assez peu pertinente pour l'investisseur type de TransCanada, qui est Canadien.

Sécurité et sûreté

Le premier but de l'Office est de faire en sorte que les installations réglementées par l'ONÉ soient sécuritaires et perçues comme telles. Dans sa preuve, TransCanada a déclaré que si le capital de maintenance était considéré comme un investissement à part, elle ne ferait pas cet investissement compte tenu de la situation actuelle du coût du capital. Concernant une contradiction possible entre cette preuve et le but susmentionné, l'Office prend acte que TransCanada a donné l'assurance que les normes de sécurité et de sûreté du réseau principal seront maintenues au moins à leur niveau actuel, et s'attend à ce que TransCanada agisse en conséquence.

Chapitre 4

Questions afférentes au coût du capital

4.1 Méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI)

TransCanada a demandé que l'Office adopte la méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) et a fait valoir qu'elle est celle qui convient pour déterminer le rendement équitable que le réseau principal doit rapporter. TransCanada a parrainé les témoignages de MM. Kolbe et Vilbert; ces derniers, se basant sur la méthode du CMPCAI, ont recommandé un CMPCAI de 7,5 % pour le réseau principal.

TransCanada a fait savoir que différentes entreprises des secteurs non réglementés utilisent couramment la méthode du CMPCAI pour évaluer leurs investissements et elle a indiqué que l'accroissement de la concurrence dans le secteur pipelinier justifie le recours à cette méthode dans un milieu réglementé.

Mieux connu sous le nom de coût moyen pondéré du capital (CMPC), le CMPCAI correspond à une moyenne pondérée des taux de rendement requis pour chaque source de capitaux (c.-à-d. les actions ordinaires, les titres d'emprunt et les actions privilégiées). Le CMPCAI s'emploi régulièrement dans la budgétisation des immobilisations et le calcul des taux d'actualisation relatifs aux occasions d'investissement.

Pour les besoins de la présente demande, TransCanada s'est fondée sur le CMPCAI estimatif de sociétés comparables pour évaluer le coût du capital du réseau principal. La méthode du CMPCAI est donc de nature « descendante », étant donné que les comparaisons sont effectuées en fonction du coût moyen pondéré du capital, par opposition à la démarche « ascendante » traditionnelle, suivant laquelle ce sont les différentes sources de capital qui sont comparées.

4.1.1 TransCanada

Justification de la méthode du CMPCAI

MM. Kolbe et Vilbert ont soutenu que le coût global du capital doit constituer le principal facteur de détermination d'un taux de rendement équitable. Ils ont maintenu que le coût des capitaux propres subit l'influence de l'effet de levier de la dette et que l'utilisation de la méthode du CMPCAI permettrait probablement d'estimer avec plus de précision le coût du capital associé à une structure du capital donnée. Selon M. Kolbe, cette méthode est mieux adaptée au fonctionnement des marchés financiers tel qu'on le conçoit de nos jours; elle réduit le risque d'erreurs; elle incite les sociétés à réduire au minimum le coût global du capital que les clients doivent assumer (c.-à-d. que son effet est autodisciplinaire); et elle permet d'économiser sur les ressources affectées à la réglementation. Il a fait valoir que la méthode du CMPCAI assurerait automatiquement la cohérence entre le coût des capitaux propres et la structure du capital utilisée pour calculer ce coût. M. Kolbe a soutenu en outre que si une société commerciale n'est pas diversifiée, la méthode ascendante traditionnelle occasionne plus de difficultés que la méthode du CMPCAI étant donné que d'après la méthode traditionnelle, il faut que le coût des capitaux propres et la

structure du capital soient déterminés, souvent sans qu'il soit tenu compte des sociétés qui sont actives uniquement dans le secteur en question.

MM. Kolbe et Vilbert ont laissé entendre qu'il existait de nombreux exemples de structures du capital où les coûts sont minimaux. Ils ont mentionné des coûts autres que les frais d'intérêt liés à la dette, par exemple le risque de difficultés financières et la perte de capacité d'adaptation, pour appuyer l'opinion selon laquelle une dette supplémentaire, au-delà d'un niveau modeste, n'est pas assez avantageuse pour en compenser le coût. En donnant comme justification que la structure du capital varie énormément d'une entreprise à l'autre dans un même secteur industriel et que les sociétés les plus rentables sont souvent les moins endettées, ils ont soutenu qu'entre les extrêmes de la structure du capital, il existe une grande plage intermédiaire où le niveau de la dette a peu d'impact (c'est-à-dire que le CMPCAI est constant dans cette grande plage intermédiaire).

MM. Kolbe et Vilbert ont fait remarquer qu'il n'est pas possible de mesurer précisément cette plage intermédiaire, mais que la meilleure façon de l'observer, pour un secteur donné, est d'étudier un échantillon d'entreprises de ce secteur qui ne sont pas en difficulté financière.

Estimations du CMPCAI du réseau principal

Comme il n'existe aucun échantillon de sociétés de transport par gazoduc non diversifiées, MM. Kolbe et Vilbert se sont fiés sur trois échantillons de référence. M. Vilbert a utilisé un échantillon de services publics canadiens réglementés (en excluant TransCanada), un échantillon de sociétés américaines qui possèdent des gazoducs réglementés et un échantillon de sociétés de distribution locale (SDL) des États-Unis. Il a également présenté les résultats d'un sous-échantillon de services publics canadiens réglementés qui exercent des activités dans le secteur du gaz naturel. M. Vilbert a imposé des critères de sélection pour ses échantillons afin d'assurer que les risques auxquels font face les entreprises faisant partie de l'échantillon ressemblaient de près à ceux auxquels le réseau principal de gazoducs de TransCanada est exposé. Par exemple, au moins 10 % des recettes totales des entreprises choisies pour son échantillon de gazoducs américains devait provenir de leurs activités pipelinières.

M. Vilbert a évalué ensuite la structure du capital à la valeur marchande des entreprises étudiées. Il a tenu compte de moyennes quinquennales pour son analyse de la PCR et d'estimations ponctuelles pour la méthode des flux monétaires actualisés (FMA). Cette analyse comprenait une évaluation du coût du capital-actions ordinaire de chaque société (la démarche et les modèles sont décrits dans la section 4.2.2), ainsi qu'une évaluation du coût de leur dette et de leurs actions privilégiées sur le marché. M.Vilbert a estimé dans son témoignages de juin et celui de novembre que le coût de la dette sur le marché des obligations cotées « A » des services publics était de 7,12 % et 6,71 %, respectivement. Pour estimer le coût du capital de chacune des entreprises de l'échantillon, M. Vilbert s'est fié sur le taux marginal d'imposition estimatif de TransCanada, soit 41,7 % dans son témoignage de juin (taux applicable à 2001) et 38,3 % dans son témoignage de novembre (applicable à 2002).

Le tableau 4.1 (témoignage de juin) et le tableau 4.2 (témoignage de novembre) présentent le CMPCAI estimatif moyen de chacun des échantillons de M. Vilbert. Le ratio moyen du capital-actions ordinaire à la valeur marchande (moyenne de 5 ans) des entreprises de l'échantillon, de même que le nombre d'entreprises faisant partie de l'échantillon, sont également indiqués à titre de référence. Dans son témoignage de juin, M. Vilbert a insisté particulièrement sur les résultats obtenus à partir du MEÉAF à court terme (2 %) et du MEÉAF à long terme (0,75 %) pour conclure que l'estimation ponctuelle du coût

global du capital (CMPCAI) de chacun de ses trois échantillons situait ce coût à 6,75 % (services publics canadiens), 7,75 % (gazoducs américains) et 7,25 % (SDL de gaz aux États-Unis). (Voir le tableau 4.1).

M. Kolbe a fait valoir que le CMPCAI estimatif obtenu à partir de l'échantillon des services publics canadiens de M. Vilbert sous-estime le coût du capital du réseau principal parce qu'il ne reflète pas la transition vers un environnement plus concurrentiel. Après avoir soutenu en outre que le risque commercial des pipelines est plus élevé que celui des SDL, il a conclu que le CMPCAI du réseau principal se situe entre 7,25 et 7,75 % , et que son point milieu est de 7,5 %.

M. Kolbe a ajouté qu'il y a lieu de rajuster le CMPCAI pour refléter l'écart qui existe entre le coût structurel et le coût sur le marché de la dette et des actions privilégiées du réseau principal. Il a estimé ce rajustement à 74 points de base pour 2001, ce chiffre étant fondé sur le niveau réel de la dette autorisée émise du réseau principal, et non sur la structure présumée du capital demandée. On a recommandé par conséquent un CMPCAI de 8,24 % recouvrable à même les droits.

Tableau 4-1
CMPCAI moyen des sociétés qui composent l'échantillon de TransCanada - Témoignage de juin

Moyenne de l'échantillon (%)	Services publics canadiens				Gazoducs américains		SDL de gaz des États-Unis	
	Échantillon complet		Sous-échantillon des activités gazières					
	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]
Taux à court terme								
MÉAF	6,4	6,4	6,4	6,4	7,1	7,5	6,4	6,6
MEÉAF (1 %)	6,6	6,6	6,6	6,6	7,4	7,7	6,7	6,9
MEÉAF (2 %)	6,8	6,8	6,8	6,8	7,7	8,0	7,1	7,2
MEÉAF (3 %)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,9	8,2	7,4	7,6
Taux à long terme								
MÉAF	6,6	6,6	6,6	6,6	7,3	7,3	6,7	6,8
MEÉAF (0,75 %)	6,8	6,8	6,7	6,7	7,6	7,6	7,0	7,1
MEÉAF (1,75 %)	6,9	6,9	6,9	6,9	7,8	7,8	7,3	7,4
Point milieu estimé par M. Vilbert	s/o	6,75	s/o	6,75	s/o	7,75	s/o	7,25
Ratio du capital-actions ordinaire								
Moyenne :	45	-	45	-	62	-	60	-
Fourchette :	30-62	-	30-62	-	52-71	-	40-72	-
Taille de l'échantillon								
Taux à court terme	8	8	5	5	7	5	9	7
Taux à long terme	8	8	5	5	7	7	9	8

1 Taux moyen obtenu pour l'ensemble des sociétés de l'échantillon.
2 Taux moyen obtenu pour les sociétés dont le coût des capitaux propres estimé selon le MÉAF est plus élevé que le coût de leur dette majoré de 25 points de base.

Dans son témoignage de novembre, M. Vilbert a accordé une plus grande importance aux estimations à long terme. Il a conclu que l'estimation ponctuelle du coût global du capital pour chacun des trois échantillons était de 6,5 % (services publics canadiens), 7,5 % (gazoducs américains) et 7,0 % (SDL de gaz des États-Unis). (Voir le tableau 2) À la lumière de ces chiffres, M. Kolbe a réduit de 0,25 % le CMPCAI du réseau principal qu'il avait estimé, le ramenant ainsi à 7,25 %. En raison de la chute des taux d'intérêt, le rajustement effectué pour refléter l'écart entre le coût structurel et le coût sur le marché de la dette et des actions privilégiées du réseau principal a été accru pour atteindre 96 points de base pour 2001 et porter le CMPCAI à 8,21 %.

Bien que M. Kolbe ait modifié son estimation du CMPCAI du réseau principal entre son témoignage de juin et celui de novembre, il a fait valoir que l'Office ne devrait pas rajuster le taux de rendement approuvé pour tenir compte des fluctuations du coût du capital qui auraient pu survenir depuis le premier dépôt, parce qu'un tel rajustement aurait pour effet d'éliminer rétroactivement toute rémunération sur le coût du capital requise par les investisseurs au moment où la période d'essai a débuté.

Tableau 4-2
CMPCAI moyen des sociétés qui composent l'échantillon de TransCanada - Témoignage de novembre

Moyenne de l'échantillon (%)	Services publics canadiens				Gazoducs américains		SDL de gaz des États-Unis	
	Échantillon complet		Sous-échantillon des activités gazières					
	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]
Taux à court terme								
MÉAF	5,3	5,6	5,3	5,7	6,2	6,8	5,3	6,2
MEÉAF (1 %)	5,6	5,8	5,6	5,9	6,5	7,0	5,7	6,5
MEÉAF (2 %)	5,8	6,0	5,8	6,2	6,8	7,2	6,1	6,9
MEÉAF (3 %)	6,1	6,2	6,1	6,4	7,1	7,4	6,6	7,2
Taux à long terme								
MÉAF	6,3	6,3	6,2	6,2	7,4	7,4	6,7	6,8
MEÉAF (0,75 %)	6,4	6,4	6,4	6,4	7,6	7,6	7,0	7,1
MEÉAF (1,75 %)	6,7	6,7	6,7	6,7	7,9	7,9	7,4	7,6
Point milieu estimé par M. Vilbert	s/o	6,5	s/o	6,5	s/o	7,5	s/o	7,0
Ratio du capital-actions ordinaire								
Moyenne :	46	-	44	-	63	-	66	-
Fourchette :	32-61	-	32-61	-	52-72	-	52-73	-
Taille de l'échantillon								
Taux à court terme	8	2	5	1	7	4	7	1
Taux à long terme	8	8	5	5	7	7	7	6

1 Taux moyen obtenu pour l'ensemble des sociétés de l'échantillon.
2 Taux moyen obtenu pour les sociétés dont le coût des capitaux propres estimé selon le MÉAF est plus élevé que le coût de leur dette majoré de 25 points de base.

4.1.2 Précédents en matière de réglementation

TransCanada a reconnu qu'aucun organisme de réglementation nord-américain n'avait encore adopté une méthode du CMPCAI pour déterminer le coût du capital d'un service public réglementé. M. Kolbe a souligné qu'il avait déjà recommandé cette méthode en au moins deux occasions : une première fois à l'Alberta Energy and Utilities Board (AEUB) au sujet de TransAlta Utilities Corporation (TransAlta); et la deuxième à la California Public Utilities Commission (CPUC) à propos de Pacific Gas and Electric Company.

L'AEUB, dans sa décision n° U99099 concernant TransAlta, a décidé de recourir principalement aux méthodes traditionnelles, mais elle a accepté que la méthode du CMPCAI leur soit subordonnée. L'AEUB a cependant refusé de tenir compte de critères de valeur marchande, comme l'avaient recommandé MM. Kolbe et Vilbert, et s'est fiée plutôt sur les critères de valeur comptable pour calculer le CMPCAI.

La CPUC, dans sa décision n° 99-06-057 concernant Pacific Gas and Electric Company, a refusé d'adopter la méthode du CMPCAI, et elle a exprimé l'avis que la preuve présentée n'avait pas permis d'établir avec suffisamment de certitude que la méthode du CMPCAI était plus précise ou utile que les autres méthodes en lesquelles elle avait confiance.

TransCanada a fait remarquer que la U.S. Surface Transportation Board (STB), comme l'exige le Congrès, emploie la méthode du CMPCAI pour désigner une entreprise témoin, ou de référence, représentant une société ferroviaire fictive, financièrement saine et non réglementée. Cette entreprise témoin sert de modèle pour évaluer la santé de l'industrie ferroviaire américaine. À l'occasion, la STB a recours à la méthode du CMPCAI pour établir un taux d'actualisation quand un litige oppose des expéditeurs et des transporteurs, et pour déterminer un coût de renonciation dans le cadre de différends portant sur la cessation d'exploitation.

La CAPP a signalé que même si la STB se sert de la méthode du CMPCAI pour désigner une entreprise témoin, elle ne l'utilise pas pour établir des droits étant donné qu'elle n'a plus de mandat de tarification du transport ferroviaire.

En réponse à un engagement pris au cours du contre-interrogatoire de MM. Kolbe et Vilbert, TransCanada a déposé des documents au sujet de l'utilisation de la méthode du CMPCAI par des organismes de réglementation de l'Australie et du Royaume-Uni.

La Australia Competition and Consumer Commission (ACCC) calcule les taux de rendement au moyen d'une variante de la méthode du CMPCAI. TransCanada a reconnu que le modèle du CMPCAI utilisé par l'ACCC est différent de celui qui est proposé par MM. Kolbe et Vilbert. Notamment, l'ACCC effectue un rajustement au titre de l'effet du crédit d'impôt pour dividendes. La CAPP a souligné que l'ACCC tient compte expressément de la structure du capital, reconnaît la déductibilité de la dette aux fins de l'impôt et utilise la méthode du CMPCAI dans le cadre d'un régime réglementaire qui plafonne les prix pour plusieurs années. L'ACIG a fait valoir que le CMPCAI utilisé par l'ACCC semble dérivé d'une méthode analogue à la méthode traditionnelle.

Au Royaume-Uni, l'Office of Gas and Electricity Markets (OGEM) réglemente les prix plutôt que d'établir un taux de rendement de la base tarifaire. TransCanada a fait savoir que néanmoins, l'OGEM

prend en compte les normes de taux de rendement lorsqu'il détermine les prix. M. Kolbe a allégué que l'organisme en question utilisait pour ce faire une variante de la méthode du CMPCAI, principalement pour comparer les taux de rendement.

4.1.3 Positions des autres parties

La CAPP et l'ACIG ont parrainé conjointement les témoignages de MM. Booth et Berkowitz. Ces derniers ont fait valoir que la méthode du CMPCAI n'offre aucun avantage et qu'il est faux de supposer comme prémisse que le CMPCAI est constant dans une grande plage intermédiaire de la structure du capital. Ils ont argué que la méthode du CMPCAI occulte la question controversée qu'est le rendement équitable des capitaux propres, et que selon leur opinion, la détermination de la structure du capital est importante et doit tenir compte du niveau du risque commercial auquel le service public réglementé est exposé. MM. Booth et Berkowitz ont allégué que la méthode du CMPCAI doit reposer sur de nombreuses estimations discutables (c.-à-d. le coût de la dette, le coût des actions privilégiées, le taux d'imposition de la société, la structure du capital à la valeur marchande et le coût des capitaux propres).

La CAPP a fait remarquer que la proportion moyenne des capitaux propres des entreprises témoins sélectionnées par M. Vilbert à partir de ses échantillons était considérablement plus élevée que la proportion de 30 % utilisée traditionnellement par le réseau principal. La CAPP a laissé entendre en outre que le recours à des facteurs de pondération liés à la valeur marchande pour calculer le CMPCAI ne fait que représenter la même idée sous une autre forme, étant donné que les hausses du cours des actions se traduisent par une augmentation de l'importance relative du marché des valeurs mobilières et une hausse du CMPCAI estimatif.

La CAPP a fait valoir que la méthode du CMPCAI n'est pas une approche convenable pour établir le coût du capital du réseau principal parce que les gestionnaires du pipeline jouissent d'un trop grand pouvoir discrétionnaire sur la structure de son capital. Selon l'opinion de la CAPP, le RCA établi d'après le CMPCAI serait excessivement élevé par rapport aux risques auxquels le pipeline est exposé. La CAPP a souligné que la proposition de TransCanada concernant le CMPCAI ne traite pas du rajustement qu'il faudrait effectuer, sur une base annuelle, pour tenir compte des écarts entre le coût structurel de la dette et le coût de la dette sur le marché si aucune instance n'était instituée pour étudier cette question.

La CAPP a laissé entendre que la proposition portant sur le CMPCAI est incompatible avec le concept des impôts exigibles et qu'il faudrait modifier le traitement de la provision pour fonds utilisée durant la construction (PFUDC), la méthode des comptes de report et la diffusion d'information par voie des rapports de surveillance de l'Office. À cet égard, TransCanada a reconnu que l'application de la méthode du CMPCAI signifierait qu'il faut traiter la PFUDC différemment, mais elle a soutenu que le rajustement serait d'importance mineure et qu'il ne justifie pas le rejet de la méthode du CMPCAI. TransCanada a contesté la prise de position de la CAPP concernant la compatibilité de la méthode du CMPCAI avec les impôts exigibles.

Selon la CAPP, la méthode utilisée habituellement pour établir le coût du capital convient davantage que celle du CMPCAI parce qu'elle est d'application plus simple, qu'elle est transparente et qu'elle aborde expressément les questions de structure du capital et de rendement du capital-actions ordinaire.

L'ACIG a recommandé que l'Office rejette la méthode du CMPCAI, ou du moins qu'il l'introduise graduellement en veillant à ce que le niveau du CMPCAI soit obtenu par l'application de la méthode traditionnelle.

Selon l'ACIG, la possibilité que le CMPCAI puisse être constant sur une grande plage intermédiaire de la structure du capital est le fruit d'une hypothèse discutable qui est moins susceptible d'être confirmée si les sociétés comparées ne sont pas exposées à des risques identiques. L'ACIG a fait valoir en outre que faute d'un échantillon d'entreprises pipelinières non diversifiées, il n'existe aucune donnée adéquate pour calculer un CMPCAI précis pour le réseau principal, et elle a allégué que l'utilisation d'échantillons de sociétés qui ne sont pas semblables au réseau principal en termes d'activité commerciale et de proportion des capitaux propres donne lieu une estimation trop élevée du coût du capital. L'ACIG a souligné que l'utilisation de facteurs de pondération liés à la valeur marchande était préoccupante en raison des fluctuations du cours des actions et elle a fait remarquer que la méthode du CMPCAI exige un plus grand nombre d'étapes de calcul que la méthode traditionnelle. L'ACIG s'est fait l'écho de la préoccupation de la CAPP au sujet des provisions pour les impôts sur le revenu dans le contexte de l'application d'un CMPCAI. L'ACIG a soutenu qu'il ne serait pas conforme à l'intérêt public que l'Office manque à son mandat en évitant de déterminer une structure du capital et un RCA appropriés pour le réseau principal.

Mirant a parrainé le témoignage de M. Chua. Ce dernier a fait valoir que la méthode du CMPCAI proposée par TransCanada donnerait lieu à des estimations du coût en capital moins fiables que ne le ferait la méthode de la PCR. M. Chua a fait observer que la demande de TransCanada concernant un rendement équitable reposait sur une hypothèse non prouvée selon laquelle il existe un CMPCAI constant dans une grande plage intermédiaire de la structure du capital et qu'à défaut d'une justification de cette hypothèse, on ne peut affirmer qu'il y a cohérence entre le coût estimatif des capitaux propres et la structure du capital. M. Chua a souligné en outre que si le rapport entre le CMPCAI et la structure du capital se présente sous forme de distribution en U, seules les sociétés d'un échantillon qui possèdent des structures du capital comparables peuvent estimer leur coût du capital sans biais. Il a laissé entendre que la nécessité d'estimer le coût de la dette sur le marché pour chaque société d'un échantillon se traduit par la possibilité d'une erreur d'estimation, tandis que le modèle de PCR ne donne pas lieu à une telle possibilité.

M. Chua a souligné qu'en vertu de la méthode du CMPCAI, il faudrait que les sociétés d'un échantillon soient comparables en termes de risque commercial, d'imposition fiscale, de rémunération des gestionnaires, d'occasions d'investissement, de niveaux de flux de trésorerie disponibles et de probabilité de non-remboursement de dette, tandis que pour l'application du modèle de la PCR, seul le risque systématique doit être comparable d'une société à l'autre. Selon M. Chua, remplacer la PCR par le CMPCAI pourrait inciter une entreprise à augmenter l'effet de levier de la dette. Enfin, selon M. Chua, les risques commerciaux des sociétés de transport de gaz des États-Unis ne sont pas comparables à ceux du réseau principal.

L'Ontario et Centra ont fait valoir que la méthode du CMPCAI proposée doit être rejetée, mais ont recommandé, dans l'éventualité où l'Office l'adoptait, que le CMPCAI soit établi à 6,0 %, ce qui représente le point milieu estimatif déterminé d'après l'échantillon des services publics canadiens de M. Vilbert, tel qu'il l'a indiqué dans son témoignage de novembre.

L'Ontario a fait valoir que si le CMPCAI était adopté, la structure du capital du service public réglementé serait soustraite à la surveillance réglementaire de l'Office, mais il n'a pas été démontré qu'un avantage quelconque s'ensuivrait. Selon l'opinion de l'Ontario, la méthode du CMPCAI n'est pas plus simple que la méthode traditionnelle et elle exige beaucoup de jugement et de données. L'Ontario a fait référence aux écarts entre le CMPCAI estimatif cité par TransCanada dans sa preuve de juin et celui qu'elle a cité dans sa preuve de novembre pour étayer l'opinion selon laquelle la méthode du CMPCAI semble assez fluctuante.

Le Québec a allégué qu'il faudrait rejeter l'utilisation de la méthode du CMPCAI et il a fait remarquer que dans la pratique, cette méthode est utilisée surtout pour évaluer le rendement interne de projets à long terme en vue de déterminer leur valeur d'investissement, et non pour établir le taux de rendement des sociétés réglementées.

Opinion de l'Office

Précédents en matière de réglementation

Il ne faudrait pas qu'une méthode de réglementation soit rejetée systématiquement pour la simple raison que les organismes de réglementation ne l'ont jamais approuvée. En fait, c'est grâce à l'introduction de méthodes novatrices que le régime réglementaire de l'Office s'est adapté, au fil des ans, à l'évolution de la structure et de l'exploitation des pipelines au Canada. Avant de changer de modèle, il importe néanmoins que l'Office examine les éléments, les hypothèses sous-jacentes et les résultats de toute nouvelle démarche proposée. La nouvelle méthode doit non seulement être conforme aux lois en vigueur et à la jurisprudence, mais elle doit être jugée comme étant une solution préférable.

En ce qui concerne la méthode du CMPCAI proposée pour déterminer un rendement équitable, l'Office aurait apprécié, dans l'idéal, qu'elle soit acceptée par certains intéressés de TransCanada. L'Office aurait alors trouvé rassurant de savoir que la notion du CMPCAI et l'application de cette méthode aux droits de TransCanada étaient comprises et jugées acceptables par au moins certaines des parties sur lesquelles les droits de TransCanada ont une incidence. Or, tel qu'il a été décrit ailleurs dans les présents motifs de décision, aucun intervenant n'a appuyé la proposition de CMPCAI présentée par TransCanada. De nombreux groupes d'intéressés s'y sont opposés, y compris les producteurs, les expéditeurs, les utilisateurs finals et les gouvernements de deux provinces.

En résumé, l'Office est d'avis que l'absence de précédents réglementaires n'est pas un obstacle à l'adoption d'une nouvelle approche réglementaire. Toutefois, à défaut d'un tel précédent et de quelque appui que ce soit de la part des intéressés en faveur du changement proposé, l'analyse que fait l'Office de la proposition doit démontrer qu'il serait clairement avantageux d'adopter la nouvelle méthode par rapport aux méthodes antérieures acceptables.

Méthode du CMPCAI proposée par TransCanada

L'Office a bien approfondi la preuve concernant la question de savoir s'il conviendrait d'utiliser la méthode du CMPCAI pour déterminer le coût du capital du réseau principal, et il n'est pas persuadé que l'approche en question offre des avantages importants.

En ce qui concerne la structure du capital des entreprises canadiennes du transport de gaz sur de longues distances, la preuve présentée n'a pas persuadé l'Office de l'existence éventuelle d'une grande plage intermédiaire dans laquelle on pourrait supposer que le CMPCAI serait essentiellement constant. Exception faite de deux entreprises, l'échantillon de CMPCAI soumis par TransCanada a fait état de sociétés dont la composante de capitaux propres était beaucoup plus considérable que celle qui est présumée pour le réseau principal ou qui est constatée dans le bilan consolidé de TransCanada. À défaut de la présentation d'une preuve contraire contraignante, l'Office estime que de telles divergences témoignent davantage d'écarts de risque commercial ou de circonstances d'investissement plutôt qu'elles n'appuient le point de vue selon lequel il existe une grande plage sur laquelle le CMPCAI est constant.

L'Office est préoccupé par le fait que TransCanada n'ait pas présenté de moyen pratique qui permettrait d'effectuer un rajustement pour tenir compte des écarts entre le risque commercial du réseau principal et celui des sociétés qui composent les échantillons de CMPCAI. L'Office n'ignore pas que les sociétés retenues pour un échantillon sont rarement comparables en tous points. Il y aurait lieu néanmoins de n'épargner aucun effort pour relever les écarts et tenter de quantifier leurs effets sur le coût du capital estimatif. Comparativement à la méthode traditionnelle, par laquelle les écarts de risque relatif sont exposés explicitement par le biais de la structure présumée du capital, la méthode du CMPCAI proposée par TransCanada n'est pas aussi transparente et semble plus susceptible d'amplifier l'incidence des écarts de risque commercial sur les estimations de coût du capital, notamment pour ce qui concerne les sociétés qui composent l'échantillon de gazoducs américains. Ces sociétés tirent la plus grande partie de leurs recettes de secteurs d'activité tels que les produits énergétiques de base et les services énergétiques, que l'on considère généralement comme étant considérablement plus risqués que l'exploitation de gazoducs. Par conséquent, de l'avis de l'Office, il est peu probable que le coût du capital estimatif de ces sociétés soit le reflet du coût du capital lié à leurs activités pipelinières, ou à celui du réseau principal.

De plus, l'Office croit que les sociétés de l'échantillon devraient faire face à des circonstances d'investissement comparables pour assurer que leurs incitatives en vue de réduire les coûts au minimum soient semblables lorsqu'elles adoptent leur structure du capital. À cet égard, l'Office n'est pas persuadé qu'il serait approprié d'accorder un haut degré de confiance aux données sur les sociétés américaines, même si leur risque commercial était semblable. Cette préoccupation ne s'est pas amoindrie, même si le témoin-expert s'est fié principalement aux paramètres des entreprises canadiennes pour estimer le coût de la dette sur le marché, le coût des capitaux propres et les impôts sur le revenu de l'échantillon de sociétés américaines comme et de celui de sociétés canadiennes. Appliquer les paramètres des sociétés canadiennes aux sociétés américaines n'est pas suffisant pour tenir compte du fait que les circonstances d'investissement, et donc le coût du capital, de ces sociétés sont peut-être considérablement différents. Cette question est également préoccupante, mais dans une moindre mesure, lorsqu'il s'agit de

certaines sociétés comprises dans l'échantillon du CMPCAI des services publics canadiens.

Dans le contexte de la présente demande, qui se limite à la détermination d'un rendement équitable pour le réseau principal, l'Office estime que la méthode du CMPCAI serait d'une valeur limitée en tant que critère de comparaison pour vérifier si les rendements accordés sont suffisants. Il serait facile pour les parties d'effectuer une telle comparaison en combinant d'une part le RCA et la structure du capital approuvés par l'Office et, d'autre part, une estimation du coût de la dette sur le marché et du taux d'imposition. Dans un même ordre d'idée, TransCanada peut recourir à la méthode du CMPCAI comme outil d'évaluation d'investissements éventuels même si l'Office rejette le CMPCAI en tant que méthode d'établissement d'un rendement équitable pour le réseau principal.

L'Office est d'avis que toutes incidences de la méthode du CMPCAI proposée sur des questions telles que la comptabilisation de la PFUDC et le calcul des impôts exigibles seraient d'ordre mineur, et elles n'ont pas influencé l'Office dans sa décision de rejeter la méthode du CMPCAI.

4.2 Taux de rendement du capital-actions ordinaire

Plusieurs témoins ont fait des recommandations au sujet du coût des capitaux propres du réseau principal. Ces estimations, de même que les paramètres adoptés, sont présentés dans le tableau 4.3.

4.2.1 TransCanada - Équivalent du CMPCAI proposé

La solution de rechange proposée par TransCanada, soit un RCA de 12,50 % fondé sur un ratio de capital-actions ordinaire de 40 %, est dérivée de la proposition de CMPCAI et lui est équivalente. Plus particulièrement, un CMPCAI de 7,5 % équivaut à un RCA de 12,52 % fondé sur un ratio de capital-actions ordinaire de 40 % (structure présumée du capital demandée par TransCanada). Il équivaut en outre à un RCA de 15,35 % fondé sur un ratio de capital-actions ordinaire de 30 % (structure du capital approuvée précédemment pour le réseau principal), ou à un RCA de 9,61 % (le RCA résultant de la formule de rajustement RH-2-94 pour 2001) fondé sur un ratio de capital-actions ordinaire de 61,3 %.

Selon MM. Kolbe et Vilbert, que l'Office adopte ou non la méthode de CMPCAI proposée, il doit rajuster le RCA du réseau principal pour qu'il reflète les écarts d'effet de levier de la dette entre d'une part les structures du capital à la valeur marchande et le coût des capitaux propres des sociétés témoins et, d'autre part, la structure présumée du capital du réseau principal. MM. Kolbe et Vilbert ont critiqué les estimations de RCA de MM. Booth et Berkowitz et de M. Chua parce que ce rajustement n'a pas été effectué. D'après MM. Kolbe et Vilbert, si l'avantage fiscal de la dette d'une société est à sa valeur maximale possible, les RCA les moins élevés qui refléteraient une telle cohérence avec les échantillons sont de 11,72 % sur un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 %, et de 10,57 % sur un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 %.

Tableau 4-3
Taux de rendement recommandé du capital actions-ordinaire et paramètres adoptés

	TransCanada				CAPP/ ACIG	Mirant	Formule RH-2-94	
	Vilbert/Kolbe		Schink		Booth/ Berkowitz	Chua (2002)	2001	2002
	Demande	Preuve supplémentaire	Demande	Preuve supplémentaire				
Rendement des capitaux propres	12,50[2]	12,50[2]	12,5	12,25	8,5	8,28-9,25	9,6	9,5
Taux hors risque :								
Long terme Canada	5,95	5,85	-	-	6,00	5,63	5,73	5,63
Court terme Canada	5,00	3,40	-	-	-	-	-	-
Court terme É.-U.[3]	-	-	5,08	5,02	-	-	-	-
Prime liée au risque de marché :								
Long terme Canada	6,00	6,00	-	-	4,50	6,00	n/p[1]	n/p[1]
Court terme Canada	7,00	7,00	-	-	-	-	-	-
Court terme É.-U.[3]	-	-	n/p[1]	n/p[1]	-	-	-	-
Coefficient bêta[4]	0,58 0,55 0,40	0,50 0,58 0,35	0,74	0,6	0,41-0,60	0,44	n/p[1]	n/p[1]
Prime de risque implicite								
Long terme Canada	6,55[2]	6,65[2]	-	-	2,50	2,65-3,62	3,88	3,90
Court terme Canada	7,50[2]	9,10[2]	-	-	-	-	-	-
Court terme É.-U.[3]	-	-	7,42	7,23	-	-	-	-

1 Non précisé.
2 Ces niveaux s'appliquent uniquement à une structure du capital composée de capitaux propres à 40 % et de dette à 60 %.
3 M. Schink désigne le taux hors risque de référence par l'expression « rendement à long terme des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis ».
4 Ces séries de chiffres (M. Vilbert) se rapportent à la moyenne de chacun de ses échantillons (c.-à-d. Services publics canadiens, Gazoducs américains et SDL de gaz aux États-Unis).

4.2.2 TransCanada - Estimations du coût des capitaux propres des sociétés composant l'échantillon relatif au CMPCAI

Afin d'inclure des données pour l'estimation du CMPCAI des sociétés qui composent ses échantillons, M. Vilbert a fourni des estimations portant sur le coût des capitaux propres de ces sociétés. Il s'est fié principalement à la méthode de la PCR, mais il a également utilisé la méthode des FMA en tant que modèle secondaire pour les sociétés américaines témoins. Les estimations du coût des capitaux propres des échantillons de CMPCAI sont résumées dans le tableau 4.4 (témoignage de juin) et le tableau 4.5 (témoignage de novembre). Ces tableaux présentent le coût moyen estimatif des capitaux propres pour chaque échantillon de CMPCAI.

Tableau 4-4
Estimations du coût des capitaux propres des échantillons de CMPCAI - Témoignage de juin

Moyenne de l'échantillon (%)	Services publics canadiens				Gazoducs américains		SDL de gaz des États-Unis	
	Échantillon complet		Sous-échantillon des activités gazières					
	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]
Prime de risque des capitaux propres								
Taux à court terme	9,1	9,1	9,2	9,2	8,9	9,5	7,8	8,2
MÉAF	9,5	9,5	9,6	9,6	9,3	9,8	8,4	8,7
MEÉAF (1 %)	9,9	9,9	10,0	10,0	9,8	10,2	9,0	9,3
MEÉAF (2 %)	10,3	10,3	10,4	10,4	10,2	10,6	9,6	9,8
MEÉAF (3 %)								
Taux à long terme								
MÉAF	9,4	9,4	9,5	9,5	9,3	9,3	8,4	8,5
MEÉAF (0,75%)	9,8	9,8	9,8	9,8	9,6	9,6	8,8	8,9
MEÉAF (1,75%)	10,2	10,2	10,2	10,2	10,0	10,0	9,4	9,5
Flux monétaires actualisés								
FMA simple	-	-	-	-	15,2	-	10,9	-
Multistades (5 ans)	-	-	-	-	15,2	-	11,1	-
Multistades (3-5 ans)	-	-	-	-	13,0	-	9,0	-

1 Taux moyen obtenu pour l'ensemble des sociétés de l'échantillon.
2 Taux moyen obtenu pour les sociétés dont le coût des capitaux propres estimé au moyen du MÉAF est supérieur à le coût de leur dette majoré de 25 points de base.

Analyse de la prime de capital-risque (PCR)

M. Vilbert a fondé son analyse de la PCR sur des taux de référence à court terme et à long terme pour établir le taux hors risque. Dans les deux cas, M. Vilbert s'est fié sur les prévisions du rendement des obligations du gouvernement canadien. Son taux hors risque à court terme a été estimé à 5,00 % dans son témoignage de juin et à 3,40 % dans son témoignage de novembre. Il a estimé le taux hors risque à long terme à 5,95 % dans son témoignage de juin et à 5,85 % dans son témoignage de novembre. Toutes les estimations comprenaient un rajustement de 40 points de base visant à compenser une partie de l'augmentation de l'écart entre le rendement des obligations d'État et celui des obligations de sociétés.

M. Vilbert a estimé la prime liée au risque de marché (PRM) en se fondant principalement sur la valeur matérialisée moyenne du marché canadien depuis 1924. Il a allégué qu'il faut utiliser de longues périodes pour estimer la PRM compte tenu de la volatilité des actions et que les résultats de toute période courte sont susceptibles d'occasionner une surestimation ou une sous-estimation considérable de la PRM réellement requise par les investisseurs. Dans son analyse, il s'est servi d'une PRM de 7,0 % pour le taux hors risque à court terme et d'une PRM de 6,0 % pour la version à long terme.

Tableau 4-5
Estimations du coût des capitaux propres des échantillons de CMPCAI - Témoignage de novembre

Moyenne de l'échantillon (%)	Services publics canadiens				Gazoducs américains		SDL de gaz des États-Unis	
	Échantillon complet		Sous-échantillon des activités gazières					
	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]	Toutes[1]	25 PB[2]
Prime de risque des capitaux propres								
Taux à court terme								
MÉAF	6,6	7,1	6,6	7,2	7,5	8,4	5,8	7,3
MEÉAF (1 %)	7,1	7,6	7,1	7,7	7,9	8,7	6,5	7,7
MEÉAF (2 %)	7,7	8,1	7,7	8,1	8,3	9,0	7,1	8,2
MEÉAF (3 %)	8,2	8,5	8,2	8,6	8,7	9,3	7,8	8,6
Taux à long terme								
MÉAF	8,6	8,6	8,6	8,6	9,3	9,3	7,9	8,1
MEÉAF (0,75%)	9,0	9,0	9,0	9,0	9,7	9,7	8,4	8,6
MEÉAF (1,75%)	9,5	9,5	9,5	9,5	10,1	10,1	9,1	9,2
Flux monétaires actualisés								
FMA simple	-	-	-	-	16,4	-	10,6	-
Multistades (5 ans)	-	-	-	-	16,3	-	10,6	-
Multistades (3-5 ans)	-	-	-	-	12,7	-	9,7	-

1 Taux moyen obtenu pour l'ensemble des sociétés de l'échantillon.
2 Taux moyen obtenu pour les sociétés dont le coût des capitaux propres estimé au moyen du MÉAF est supérieur à le coût de leur dette majoré de 25 points de base.

M. Vilbert s'est appuyé sur des estimations de coefficients bêta pour mesurer le risque systématique d'un titre. En ce qui concerne son échantillon canadien, il a effectué une analyse de régression pour estimer ses coefficients bêta. Afin de refléter que les sociétés réglementées en fonction de bases tarifaires à la valeur marchande sont plus sensibles au marché obligataire, M. Vilbert s'est servi du modèle à deux facteurs proposé par M. Kolbe. Contrairement à la méthode traditionnelle, qui est fondée sur un facteur commun unique, cette méthode tient compte des fluctuations des marchés obligataires. Dans son témoignage de juin, M. Vilbert a présenté une analyse de régression pour la période allant d'avril 1995 à mars 2000 inclusivement. Bien que d'après lui, les régressions couvrant des périodes plus récentes ne soient pas fiables, son témoignage de novembre s'est appuyé sur des régressions portant sur la période allant de novembre 1996 à octobre 2001 inclusivement. Les bêtas « bruts » obtenus des différentes régressions ont été rajustés au moyen de la formule de rajustement de *Merrill Lynch* afin de compenser la sensibilité aux taux d'intérêt des sociétés réglementés en fonction de leur base tarifaire au coût d'origine.

M. Vilbert s'est fié aux estimations de coefficients bêta publiées par Value Ligne, Inc. (*Value Ligne*) pour ses échantillons de sociétés américaines. Les bêtas estimatifs de *Value Ligne* sont rajustés, de sorte que M. Vilbert a effectué un rajustement inverse pour obtenir des valeurs non rajustées. Il n'a pas utilisé

de bêtas rajustés pour ses échantillons de sociétés américaines parce qu'elles n'ont pas le même degré de sensibilité aux taux d'intérêt que les sociétés de son échantillon canadien.

M. Vilbert s'est appuyé sur deux modèles pour réaliser son analyse de PCR : le premier, bien connu, est le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF). Le second, tel que désigné par M. Vilbert, est le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF). Il a justifié le recours au MEÉAF en affirmant que d'après des recherches sur la question, le MÉAF a tendance à exagérer la sensibilité du coût des capitaux propres aux bêtas (c.-à-d. que les actions dont le bêta est faible affichent un coût des capitaux plus élevés que ne le prévoit le MÉAF). Pour les besoins des modèles de taux hors risque à court terme, M. Vilbert a estimé trois versions du MEÉAF, en y appliquant des coefficients de rajustement de 1, 2 et 3 % , respectivement. Pour ce qui est des modèles de taux hors risque à long terme, il a estimé deux versions avec coefficients de rajustement de 0,75 et 1,75 %.

Analyse des flux monétaires actualisés (FMA)

M. Vilbert a présenté des estimations du coût des capitaux propres en fonction du modèle des FMA. Il a souligné que les hypothèses en matière de FMA, difficiles à vérifier, lui portent à croire que la méthode des FMA est moins fiable de par sa nature que la méthode de PCR. Les estimations des FMA ont été présentés principalement comme mesure de comparaison à la valeur obtenue au moyen de la méthode de PCR (voir les tableaux 4.4 et 4.5).

M. Vilbert n'a pas inclus d'estimations des FMA pour son échantillon de sociétés canadiennes, en raison de l'absence de prévisions sur la croissance des bénéfices. Il a présenté des estimations des FMA pour ses deux échantillons de sociétés américaines et il a signalé que les résultats tirés de l'échantillon de SDL de gaz des États-Unis étaient plus fiables que ceux de l'échantillon des gazoducs américains. Trois versions de l'analyse des FMA ont été réalisées, en fonction de différentes hypothèses de croissance des bénéfices.

4.2.3 TransCanada - Analyse du changement dans le coût des capitaux propres

TransCanada a parrainé la preuve de M. Schink. Ce dernier devait évaluer la formule de rajustement RH-2-94 pour déterminer si elle était toujours viable, et quantifier tout changement au coût des capitaux propres qui aurait pu se produire depuis 1995.

M. Schink s'est servi d'une variété de méthodes et il en est venu à la conclusion que le coût des capitaux propres du réseau principal se situait dans une fourchette de 12,00 à 13,00 % en 2001 et 2002, avec un point milieu de 12,50 %. Dans son témoignage de novembre, il a plutôt cité une fourchette de 11,75 à 12,75 %, avec un point milieu de 12,25 %.

Viabilité de la formule de rajustement RH-2-94

M. Schink a fait valoir que la formule de rajustement RH-2-94 ne produit pas des résultats raisonnables parce qu'elle suppose que le marché canadien des actions et celui des titres d'emprunt évoluent en parallèle et que de tels mouvements parallèles ne se sont pas produits depuis 1995. M. Schink a ajouté que la formule de rajustement RH-2-94 suppose de façon erronée qu'il existe un lien direct et constant entre l'évolution du taux de rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada et le coût des capitaux propres de TransCanada. M. Schink a affirmé que les estimations de RCA réalisées au

moyen de la formule de rajustement RH-2-94 sont trop faibles, en raison de deux événements imprévus survenus sur les marchés des capitaux depuis 1995. Premièrement, l'effondrement ou l'aplatissement des courbes de rendement au Canada et aux États-Unis, en raison d'une diminution anormale mais persistante du rendement des obligations d'État à long terme par rapport aux rendements à court terme. Deuxièmement, un changement apporté à la politique monétaire du Canada s'est traduit par une modification du rapport entre le rendement des obligations du Canada et celui des obligations des États-Unis. M. Schink a allégué que ces événements ont fait en sorte qu'il ne convient plus d'utiliser le rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada dans le contexte de la formule de rajustement RH-2-94.

Évolution du coût du capitaux propres depuis 1995

Taux hors risque

En se fondant sur les facteurs l'ayant incité à conclure que la formule de rajustement RH-2-94 ne produit pas des résultats raisonnables et sur sa conviction que les taux de rendement des obligations du gouvernement américain constituent une approximation fiable de la situation des marchés mondiaux, M. Schink a proposé que l'Office s'appuie sur le « rendement à long terme des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis » en tant qu'approximation du taux hors risque. Ce taux de référence est obtenu en établissant le taux de rendement moyen estimatif des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis sur une période d'environ dix ans. Les prévisions qui suivent s'appuient sur les données prévisionnelles obtenues par consensus et publiées par *Blue Chip Economic Indicators*. M. Schink a estimé que ce taux hors risque était de 5,02 % en 1995. Il l'a estimé à 5,08 % en 2001 et 2002 dans son témoignage de juin et l'a corrigé dans son témoignage de novembre pour l'établir à 5,02%.

Solution de rechange pour la formule de rajustement RH-2-94

En substituant son taux hors risque de référence dans la formule RH-2-94, sans modifier les autres facteurs, M. Schink a estimé le coût des capitaux propres du réseau principal à 12,59 % en 2001 et à 12,35 % en 2002 (moyenne de 12,46 %) dans son témoignage de juin. Dans son témoignage de novembre, il a modifié ces taux estimatifs pour les établir à 12,60 % en 2001 et 11,83 % en 2002 (moyenne de 12,22 %).

Prime de capital-risque (PCR)

M. Schink a utilisé une formule fondée sur la prime de capital-risque pour analyser l'évolution du coût des capitaux propres depuis 1995. M. Schink a fait valoir que le RCA de 12,25 % en 1995 découlant de la décision RH-2-94 constituait un point de départ approprié. Il a soustrait son taux hors risque du RCA de 12,25 % en 1995 issu de la décision RH-2-94 pour obtenir une PCR de 7,23 % en 1995. Il a estimé ensuite le taux hors risque en 2001 à 5,08 % et en a conclu que le RCA en 2001 serait de 12,31 %, en supposant que la PCR de TransCanada n'a pas changé depuis 1995.

M. Schink s'est appuyé sur les rendements du marché boursier depuis 1995 pour conclure que rien ne prouve que la PRM de TransCanada a diminué depuis 1995. De plus, selon son opinion, le coefficient de risque relatif (c.-à-d. le bêta) de TransCanada avait vraisemblablement augmenté pour passer de 0,632 en 1995 à 0,74 en 2001. Il s'est servi du coefficient bêta établi implicitement dans la décision RH-2-94 pour estimer le bêta de TransCanada en 1995. Pour ce qui est de 2001, il a calculé la moyenne des bêtas

estimatifs de TransCanada publiés par *Value Ligne* et *Merrill Lynch*. Il en a conclu que dans l'ensemble, la PCR du réseau principal s'était accrue de 50 points de base depuis 1995 et, dans son témoignage de juin, que le RCA s'établissait à 12,81 %, chiffre qu'il a arrondi à 12,75 %.

Dans son témoignage de novembre, M. Schink a retenu la hausse de 50 points de base pour son estimation de la prime de risque du réseau principal, malgré une baisse des bêtas estimatifs de TransCanada publiés par *Value Ligne* et *Merrill Lynch* (moyenne de 0.60). En tenant compte d'un taux hors risque estimatif de 5,02 %, il a obtenu un rendement estimatif de 12,5 %.

Analyses secondaires

M. Schink s'est servi d'une analyse de régression fondée sur le MÉAF et deux modèles multifactoriels : une version du modèle Fama-French et le modèle d'évaluation par arbitrage (MÉA). Il a utilisé des paramètres américains pour toutes les variables, y compris son taux hors risque de référence. Des régressions ont été effectuées pour quatre échantillons : le groupe de gazoducs américains réglementés par la FERC; les sociétés pipelinières ouvertes canadiennes (y compris TransCanada); un groupe de fonds communs de placement canadiens à faible risque et à dividendes élevés; un groupe de fonds communs de placement américains à faible risque et à dividendes élevés. Ces régressions ont été réalisees pour deux périodes se terminant respectivement en décembre 1995 et en décembre 2000. Les périodes commençaient soit en 1986, soit en 1987, selon le groupe.

Afin d'éviter un biais négatif dans l'estimation des bêtas, M. Schink a utilisé une série de variables de déplacement pour les périodes durant lesquelles des situations fâcheuses ont surpris TransCanada. M. Schink a refusé de produire une nouvelle estimation des régressions sans utiliser de variables de déplacement, sous prétexte que les variables font partie intégrante de l'analyse et que les résultats des régressions ne voudraient rien dire sans ces variables.

M. Schink a fait valoir que d'après les résultats de ces régressions, le coût du capital pour TransCanada et les occasions d'investissement comparables avait augmenté entre 1995 et 2001.

Analyses tertiaires

M. Schink a comparé les rendements annuels moyens de fonds communs de placement canadiens et américains à faible risque pour les périodes 1990-1994 et 1995-2000. Il a allégué que cette analyse de rendements comparables confirmait que le coût du capitaux propres a augmenté depuis 1995.

4.2.4 CAPP et ACIG - Preuve des témoins-experts

La CAPP et l'ACIG ont parrainé conjointement la preuve de MM. Booth et Berkowitz. La position première de la CAPP et de l'ACIG était d'appuyer le maintien de la formule de rajustement RH-2-94, mais MM. Booth et Berkowitz ont proposé une solution de rechange dans leur témoignage sur le coût des capitaux propres. Ils ont recommandé un RCA de 8,50 %, lequel représente une PCR de 250 points de base de plus que leur prévision au sujet des obligations à long terme du gouvernement du Canada.

Pour obtenir ce résultat estimatif, ils ont accordé la même importance au MÉAF classique qu'au modèle multifactoriel, lequel est fondé sur le cadre Fama-French. Le RCA qu'ils ont recommandé, soit 8,50 %, comprenait une prime visant à refléter les frais d'émission ainsi que toute sous-estimation pour le cas où les événements du 11 septembre 2001 n'auraient pas été totalement pris en compte.

MÉAF classique

MM. Booth et Berkowitz ont fondé leur taux hors risque de référence sur un taux de rendement prévu des obligations à long terme du gouvernement du Canada de 6,0 %. Ils ont adopté une PRM estimative de 450 points de base qui découlait principalement de l'estimation de la PRM canadienne moyenne par rapport aux obligations à long terme du gouvernement du Canada depuis 1956. Les PRM ont été estimées au moyen de moyennes arithmétiques, de moyennes géométriques et de régressions par moindres carrés ordinaires. Ils ont haussé de 50 points de base les PRM canadiennes qu'ils avaient évaluées auparavant afin de refléter, en partie du moins, le niveau plus élevé des PRM américaines estimatives.

MM. Booth et Berkowitz ont analysé la variabilité de la valeur comptable des RCA accordés aux services publics réglementés par rapport à ceux d'autres sociétés canadiennes. Ils ont conclu que les sociétés réglementées représentent un moindre risque que celui du marché. Ils ont utilisé deux méthodes pour estimer un coefficient bêta pour TransCanada : une analyse de régression et leur modèle instrumental pour l'estimation des bêtas. Ils ont rajusté les bêtas régressifs vers 0,52, ce qui représente leur estimation de la tendance régressive des bêtas des services réglementés, ou leur valeur moyenne à long terme. Les régressions et le modèle instrumental de MM. Booth et Berkowitz se sont traduits par un point milieu estimatif de 0,41 et de 0,60, respectivement. Ils ont utilisé ces chiffres et le MÉAF pour obtenir un taux estimatif du coût du capitaux propres se situant entre 7,85 et 8,70 %.

Modèle multifactoriel

MM. Booth et Berkowitz se sont également servis d'un modèle multifactoriel, dont les variables explicatives sont d'une part la différence entre le rendement de l'indice TSE 300 et celui des bons du Trésor à 30 jours et, d'autre part, l'écart entre le rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada et celui des bons du Trésor à court terme. Le modèle a produit un coût estimatif des capitaux propres de 7,56 %.

Critique de la preuve du témoin expert de TransCanada

MM. Booth et Berkowitz ont fait valoir que l'emploi par M. Vilbert de la formule de rajustement de *Merrill Lynch* ne convenait pas pour l'estimation des coefficients bêta et qu'il avait donné lieu à des PCR estimatives trop élevées. Ils ont indiqué néanmoins que leur estimation du coût des capitaux propres (8,50 %) et le RCA découlant de la formule de rajustement RH-2-94 se rapprochaient du coût des capitaux propres estimé par M. Vilbert.

MM. Booth et Berkowitz ont allégué qu'aucune preuve de source canadienne ne justifie l'utilisation du MEÉAF qui, d'après eux, est un autre des mécanismes employés par M. Vilbert pour amplifier ses estimations du coût des capitaux propres. Ils ont remis en question les estimations de PRM au Canada proposées par M. Vilbert en alléguant qu'elles sont fondées uniquement sur des rendements moyens arithmétiques et sur des données antérieures à la création de l'indice TSE 300, qui remonte à 1956.

4.2.5 Mirant - Preuve du témoin-expert

Mirant a appuyé le maintien de la formule de rajustement RH-2-94 et a parrainé le témoignage de M. Chua. M. Chua n'a pas estimé le coût des capitaux propres du réseau principal; il a présenté plutôt des estimations d'une limite supérieure du coût des capitaux propres du réseau principal. Pour son

analyse, M. Chua a utilisé un modèle de PCR fondée sur les obligations à long terme du gouvernement du Canada et il s'est appuyé sur des estimations de différents coefficients accessibles au public. M. Chua a soumis des estimations pour 2002 seulement.

M. Chua a adopté un taux hors risque de 5,63 % découlant de la formule de rajustement RH-2-94. Il s'est fié sur l'estimation faite par M. Vilbert concernant la PRM, soit 6,0 % de plus que les obligations à long terme. Il a utilisé le niveau le plus élevé des bêtas bruts de TransCanada estimés par M. Vilbert, lequel a fait l'objet de régressions pour la période allant d'avril 1995 à mars 2000 inclusivement. Ce chiffre estimatif de 0,40, a été rajusté pour s'établir vers 0,453 afin de refléter la valeur tendant à revenir à la moyenne, telle qu'estimée auparavant par MM. Booth et Berkowitz. M. Chua a utilisé les bêtas estimatifs se rapportant aux activités consolidées de TransCanada comme limite supérieure pour le réseau principal, à la lumière de la participation de TransCanada à des secteurs d'activité plus risqués que le réseau principal durant la période 1995-2000. Une fois ces paramètres combinés, il a obtenu une limite supérieure estimative du coût des capitaux propres du réseau principal de 8,28 % au moyen du MÉAF et de 9,25 % au moyen du MEÉAF (1,75 %).

M. Chua a rejeté l'utilisation du rajustement des estimations de bêta du réseau principal proposé par *Merrill Lynch*. Il a soutenu que l'opinion générale selon laquelle le coefficient bêta tend vers 1,0 à mesure que les sociétés diversifient leurs activités ne s'applique pas au réseau principal.

4.2.6 Positions des autres parties

La CAPP a écarté la suggestion de M. Schink, qui avait proposé le recours au « rendement à long terme des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis ». Selon son opinion, les taux d'intérêt à long terme sont une donnée plus fiable. La CAPP a laissé entendre qu'il ne convenait pas d'utiliser les taux d'intérêt américains dans le contexte des pipelines canadiens en raison des conditions fort différentes des marchés financiers des deux pays en ce qui concerne les pipelines. La CAPP a fait valoir qu'il y a corrélation entre le rendement des actions et les taux d'intérêt et qu'il convient par conséquent de fixer les rendements des pipelines en s'appuyant sur cette corrélation. La CAPP a souligné que le rapport valeur marchande-valeur comptable de Trans Canada prouvait que les niveaux de RCA découlant de l'application de la formule de rajustement RH-2-94 étaient suffisants.

L'ACG s'est fait l'écho de l'opinion de TransCanada, notamment le point de vue de M. Schink, et elle a fait valoir que la formule de rajustement RH-2-94 ne permettait plus aux services publics gaziers de réaliser un rendement juste et équitable en raison de sa concentration trop prononcée sur le rendement des obligations d'État et les changements techniques survenus dans les marchés des valeurs mobilières. L'ACG a laissé entendre que le RCA ne devrait pas dépendre du type de réglementation auquel un service public donné est assujetti; que la méthode employée devrait donner lieu à des résultats justes et équitables dans une grande variété de circonstances; et que le processus de tarification devrait être efficient et produire des résultats prévisibles au moment opportun. Selon l'opinion de l'ACG, il faut que le taux de rendement d'un service public soit établi indépendamment des activités commerciales et des investissements de la société mère. L'ACG a soutenu en outre qu'un service public réglementé doit être capable d'élaborer et de mettre en oeuvre des plans de croissance dans un milieu concurrentiel et qu'il devrait obtenir des rendements semblables à ceux des sociétés non réglementées exposées à des risques semblables; que son RCA devrait se situer à un niveau tel que le service public en question soit financièrement solide et capable d'attirer les capitaux nécessaires à la livraison sûre et fiable de gaz

naturel; et que son RCA devrait être suffisamment élevé pour que les services publics canadiens suscitent l'intérêt des investisseurs tant du Canada que des États-Unis.

L'ACIG a fait valoir qu'il convient de continuer d'utiliser la formule de rajustement RH-2-94 pour établir le RCA du réseau principal. Selon elle, la méthodologie est bien établie et bien comprise, et d'autres organismes de réglementation ont adopté des méthodes semblables. De son avis, les services publics réglementés assujettis à de tels modèles ont toutes été en mesure de réunir des capitaux suffisants à des conditions raisonnables. L'ACIG a affirmé que si l'Office devait déterminer que la formule de rajustement RH-2-94 ne convient plus pour le réseau principal, elle appuyait le RCA de 8,50 % recommandé par MM. Booth et Berkowitz.

Centra a fait remarquer que les droits ont déjà fait l'objet de hausses considérables en 2001 et 2002 et que d'autres augmentations constitueraient une injustice pour les expéditeurs et donneraient lieu à des droits injustes et abusifs.

Mirant s'est basée sur la preuve de M. Chua pour soutenir que la formule de rajustement RH-2-94 continue d'assurer un RCA convenable au réseau principal et qu'elle pourrait même se traduire par une surestimation du coût du capital du réseau principal.

De l'avis de l'Ontario, la formule de rajustement RH-2-94 assure un rendement équitable au réseau principal pour les années d'essai 2001 et 2002. À l'appui de sa position, l'Ontario a fait référence à divers indicateurs, par exemple les cotes attribuées aux titres d'emprunt de TransCanada et le cours de ses actions. L'Ontario a comparé la hausse réelle des droits entre novembre 1998 et février 2001 (en supposant que la demande de TransCanada concernant un rendement équitable est approuvée) avec le taux d'inflation durant la même période pour soutenir que les droits qui en découleraient seraient injustes et abusifs.

Le Québec a fait valoir que TransCanada n'avait pas démontré que la formule de rajustement RH-2-94 était inappropriée et il a recommandé que cette formule continue de s'appliquer à TransCanada. Le Québec a invoqué des données empiriques, par exemple les recommandations d'analystes financiers, pour étayer l'opinion selon laquelle le RCA découlant de la formule de rajustement RH-2-94 demeure adéquat.

Opinion de l'Office

Après avoir étudié en détail l'ensemble de la preuve se rapportant au taux de rendement du capital-actions ordinaire, l'Office a conclu que les rendements assurés au réseau principal par la formule de rajustement RH-2-94 continuent d'être appropriés. Pour en venir à cette conclusion, l'Office a surtout tenu compte de la preuve afférente à l'analyse de la PCR.

Prime de capital-risque

Taux hors risque

L'Office est d'avis que l'utilisation de taux d'intérêt à court terme en tant que points de référence est sujette à caution en raison de la forte volatilité de ces taux. Cette volatilité se traduirait par des estimations du coût des capitaux propres qui pourraient fluctuer

énormément, même au cours d'une même année d'essai. L'Office écarte en outre le recours au « rendement à long terme des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis », proposé par M. Schink, pour les raisons expliquées ci-dessous.

L'Office s'est appuyé sur une prévision du rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada comme taux hors risque de référence. Plus particulièrement, l'Office a utilisé les informations prévisionnelles sur les obligations de l'année à venir obtenues au moyen de la formule de rajustement RH-2-94 pour 2001 et 2002[1] (c.-à-d. 5,73 % en 2001 et 5,63 % en 2002). L'Office constate qu'aucune des prévisions relatives au rendement des obligations à long terme du gouvernement du Canada présentées par les témoins-experts ne se distingue sensiblement des prévisions découlant de la formule de rajustement RH-2-94. En ce qui concerne l'estimation de M. Vilbert, l'écart provenait en grande partie d'un rajustement effectué pour refléter l'augmentation de l'écart entre le rendement des obligations d'État et celui des obligations de sociétés. L'Office n'est pas persuadé que ce rajustement est approprié, parce qu'il n'est pas nécessaire que le taux hors risque reflète un taux créditeur auquel les sociétés commerciales peuvent emprunter. L'Office constate en outre que TransCanada a utilisé les taux découlant de la décision RH-2-94 comme information prévisionnelle pour les obligations du Canada à échéance de 30 ans.

Prime de capital-risque

Lorsqu'il a rendu sa décision RH-2-94, l'Office a indiqué que la PCR se situait entre 450 et 500 points de base en ce qui concernait l'ensemble du marché et qu'une PCR globale raisonnable pour la société pipelinière de référence était de 300 points de base. Plusieurs facteurs, tels que la chute des taux d'intérêt et l'élimination partielle des obstacles qui limitent les investissements étrangers, laissent supposer que la PCR actuelle serait supérieure à ce qu'elle l'était en 1995. Notamment, l'Office est d'avis que la PCR pour l'ensemble du marché se situe actuellement entre 550 et 600 points de base et que la PCR du réseau principal a augmenté proportionnellement. Cela dit, la PCR globale qui découle de la mise en application de la formule de rajustement RH-2-94 a augmenté pour s'établir à 388 points de base en 2001 et à 390 points be base en 2002. Sans nécessairement accepter les différentes hypothèses présentées par le témoin-expert de TransCanada, l'Office constate que la PCR et le RCA établis par application de la formule de rajustement RH-2-94 sont proches de ceux que M. Vilbert a estimés dans le cas de l'échantillon de sociétés canadiennes dans son témoignage de juin, et sont généralement supérieures à ceux qu'il a estimés dans son témoignage de novembre. L'Office est d'avis que cela confirme clairement que les RCA résultant de l'application de la formule de rajustement RH-2-94 représentent une estimation raisonnable du coût des capitaux propres du réseau principal.

Flux monétaires actualisés

L'Office estime que la preuve peu volumineuse présentée relativement à la méthode des FMA n'est pas suffisamment fiable ou significative pour qu'une valeur probante lui soit

---

[1] La prévision sur les obligations pour 2001 est fondée sur le numéro de novembre de 2000 de *Consensus Forecasts* et l'écart de rendement des obligations d'octobre 2000. La prévision de 2002 est fondée sur le numéro de novembre de 2001 de *Consensus Forecasts* et l'écart de rendement des obligations d'octobre 2001 (voir section 1.2).

accordée. À cet égard, l'Office réitère l'opinion qu'il a exprimée dans l'instance RH-2-94, à savoir que bien que le modèle des FMA repose sur des principes solides, son utilité est limitée en raison de certaines difficultés d'ordre pratique.

Preuve des témoins-experts

MM. Kolbe et Vilbert

L'Office juge que les écarts de levier de la dette entre le réseau principal et les sociétés qui composent l'échantillon de M. Vilbert témoignent vraisemblablement de différences sur le plan du risque commercial ou des circonstances d'investissement. À ce titre, il ne conviendrait pas de rajuster le RCA du réseau principal pour refléter les écarts de levier de la dette, comme MM. Kolbe et Vilbert le proposent, quelle que soit l'ampleur qu'aurait un tel rajustement. La section 4.3 des présents motifs de décision traite de la structure présumée du capital qu'il convient d'établir pour le réseau principal.

En ce qui concerne l'évaluation du coût des capitaux propres des sociétés composant les échantillons de M. Vilbert, l'Office constate que le choix de la période utilisée pour déterminer les coefficients bêta, le recours à un modèle à deux facteurs pour les coefficients bêta, l'utilisation de la formule de rajustement de *Merrill Lynch* ainsi que le recours au MEÉAF sont toutes des mesures qui produisent une augmentation du coût estimatif des capitaux propres. L'Office n'est pas persuadé qu'il est justifié d'employer tous ces rajustements simultanément.

M. Schink

En ce qui a trait au témoignage de M. Schink, l'Office reconnaît que la courbe des rendements obtenus au Canada s'est aplatie, que ce soit en termes absolus ou relativement aux rendements observés aux États-Unis. Néanmoins, aucune preuve ne permet de croire qu'il faut s'attendre à ce que la réduction du rendement des obligations du gouvernement du Canada soit un phénomène temporaire ou qu'elle a découlé de défaillances du marché. C'est pourquoi l'Office estime que les changements survenus sur le marché des obligations se sont vraisemblablement traduits par des changements au coût des capitaux propres du réseau principal.

Comme le marché des obligations et celui des actions sont substituables l'un à l'autre dans une certaine mesure, il est généralement admis que le coût des capitaux propres subit l'influence du rendement attendu des obligations. Il est reconnu en outre qu'au cours d'une période donnée, les rendements matérialisés des obligations et des actions vont probablement fluctuer dans des directions opposées ou différer d'ampleur, surtout en raison de l'effet des cycles conjoncturels. L'observation d'une telle divergence ne prouve pas cependant de manière significative que le coût des capitaux propres ne subit pas l'effet des changements au rendement attendu des obligations.

Compte tenu de la longue durée économique des actifs pipeliniers, il est raisonnable de conclure que les attentes en matière de rendement sont principalement influencées par les rendements attendus des obligations à long terme plutôt qu'à court terme. Enfin, puisque la vaste majorité des investisseurs de TransCanada sont des Canadiens, le rendement attendu des obligations du gouvernement du Canada représente un point de repère plus

pertinent que celui des obligations américaines pour ce qui est de l'évaluation du coût des capitaux propres du réseau principal. L'Office écarte par conséquent l'utilisation du « rendement à long terme des obligations à 90 jours du Trésor des États-Unis » en tant que taux hors risque de référence.

L'Office croit en outre que les niveaux de RCA recommandés par M. Schink ne se situeraient pas dans une fourchette raisonnable, même si l'Office avait accepté le taux hors risque de référence de M. Schink. L'Office est d'avis qu'une analyse des changements relatifs sur le plan du coût des capitaux propres d'une période à l'autre ne peut être pertinente que s'il est possible d'avoir confiance que les niveaux absolus obtenus seraient confirmés par les méthodes utilisées pour estimer les changements relatifs. À cet égard, l'Office constate que le RCA recommandé par M. Schink sous-entend une PCR supérieure pour le réseau principal à celle résultant de la plupart des évaluations raisonnables faites pour l'ensemble du marché. Une telle relation implicite ne correspond pas à l'opinion de l'Office selon laquelle le réseau principal est un investissement considérablement moins risqué que le marché dans son ensemble.

En ce qui concerne les analyses secondaires et tertiaires de M. Schink, l'Office constate que les résultats proviennent principalement d'une augmentation des rendements matérialisés au cours d'une période vraiment trop courte pour pouvoir indiquer un changement significatif aux rendements attendus. De plus, l'Office a certaines réserves en ce qui a trait à la comparabilité des groupes témoins, au recours à des modèles multifactoriels, à l'emploi de données uniquement d'origine américaine ainsi qu'au manque de renseignements permettant de quantifier l'incidence des variables de déplacement et de déterminer si leur utilisation est appropriée. Plus particulièrement, le fait d'inclure des fonds communs de placement dans les groupes témoins a été considéré comme inadéquat parce que ces fonds sont davantage comparables au marché dans son ensemble qu'aux sociétés pipelinières.

MM. Booth, Berkowitz et Chua

L'Office estime que la PRM proposée par MM. Booth et Berkowitz concernant le marché dans son ensemble se situe hors d'une fourchette qui serai considérée comme raisonnable à ce stade-ci. La preuve à cet égard n'a pas précisé quelle était l'importance relative accordée à chaque technique d'estimation (moyennes arithmétiques, moyennes géométriques et régressions par moindres carrés ordinaires) pour obtenir la PRM. De plus, il aurait été utile que des PRM estimatives afférentes à d'autres périodes soient présentées pour qu'on puisse évaluer l'a-propos de la période choisie par les témoins.

L'Office émet des réserves sur le rajustement des coefficients bêta vers leur tendance régressive tel que proposé par MM. Booth, Berkowitz et Chua. Les estimations de cette tendance ont fortement fluctué ces dernières années, ce qui laisse supposer que les niveaux calculés pour la période courante sont trop instables pour qu'il soit possible de supposer qu'ils représentent une évaluation significative de toute tendance régressive éventuelle.

L'Office estime que le modèle multifactoriel du coût des capitaux propres et le modèle instrumental d'estimation des coefficients bêta présentés par MM. Booth et Berkowitz

n'ont pas été suffisamment mis à l'essai pour qu'il soit actuellement possible de s'y fier dans un contexte de réglementation.

Conclusion

L'Office est d'avis que la formule de rajustement RH-2-94 est bien établie et comprise par les parties intéressées, qu'elle est transparente et qu'elle continue de prévoir des RCA appropriés pour le réseau principal.

Décision

L'Office a décidé que le taux de rendement du capital-actions ordinaire établi à la suite de la décision RH-2-94 doit continuer de s'appliquer au réseau principal. Par conséquent, en ce qui concerne le réseau principal, l'Office approuve un RCA de 9,61 % pour 2001 et de 9,53 % pour 2002.

4.3 Structure du capital

Comme suite au programme de diversification de grande envergure mis en oeuvre par TransCanada en 1980, il s'est révélé nécessaire de présumer une structure du capital du réseau principal pour les besoins de l'établissement des droits de transport. TransCanada avait alors demandé un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % pour le réseau principal, et l'Office l'avait approuvé dans sa décision RH-2-80.

Dans le cadre de l'instance RH-3-82, l'Office avait décrit brièvement les trois principaux facteurs qui, selon lui, déterminerait le caractère approprié du ratio du capital-actions ordinaire pour les besoins de tarification : les risques commerciaux du service public; le maintien d'un niveau approprié de capitaux propres par rapport à la dette; la prise en compte du niveau de financement par capitaux propres accordé à un service public comparativement à des activités non réglementées. Dans cette instance, l'Office avait approuvé un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 28 % pour le réseau principal.

Dans le cadre de l'instance RH-1-84, l'Office avait approuvé une hausse du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada, qui passait de 28 % à 30 %, et il avait précisé que cette hausse était liée au niveau de risque commercial et à l'amélioration du niveau du financement par capitaux propres qui sous-tendait implicitement les activités non réglementées de la société.

De 1985 à 1994 inclusivement, le ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal a été maintenu à 30 %.

Dans le cadre de l'instance RH-2-94, l'Office avait confirmé son appui au principe général selon lequel la détermination de la structure du capital d'une société pipelinière passe par une analyse de son risque commercial. L'Office avait souligné en outre que la détermination du risque commercial requiert un bon jugement et que l'analyse qualitative de ce risque est celle qui est préférable. Pour rendre sa décision quant au niveau approprié du capital-actions ordinaire du réseau principal, l'Office avait tenu compte des facteurs de risque commercial et financier, pour en conclure que le réseau principal était un pipeline exposé à un faible niveau de risque et que ce risque ne s'était pas accru depuis la dernière fois qu'une

structure du capital a été établie (c.-à-d. l'instance RH-4-93, Demande visant les droits en 1994). En conséquence, l'Office avait maintenu le ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal à 30 %.

4.3.1 Position de TransCanada

TransCanada a demandé à l'Office d'approuver un ratio du capital-actions ordinaires de 40 % pour les besoins de tarification s'il refusait d'adopter la méthode du CMPCAI. TransCanada a souligné que cette structure présumée du capital représenterait une structure raisonnable pour le réseau principal si ce dernier était une entité autonome. TransCanada a indiqué en outre qu'un ratio du capital-actions ordinaire proche de 40 % représenterait également une structure du capital raisonnable pour les besoins de tarification, pourvu que le taux de rendement global soit rajusté.

TransCanada a soutenu que la démarche réglementaire fondée sur un ratio présumé du capital-actions ordinaire lui avait permis de conserver la souplesse nécessaire pour déterminer sa structure consolidée du capital. Elle a souligné que depuis 1999, son ratio consolidé des capitaux propres était passé de 28 à 35 %. TransCanada a fait remarquer que son ratio consolidé des capitaux propres au 31 décembre 2001 (c.-à-d. 35 %) comprenait des actions ordinaires (33 %) et des actions privilégiées perpétuelles (2 %). Elle a indiqué que sa structure consolidée du capital actuelle est raisonnable lorsque l'on tient compte du risque commercial consolidé de la société.

En réponse aux préoccupations des intervenants au sujet de l'interfinancement des activités non réglementées, TransCanada a fait référence à la décision RH-2-94 de l'Office. Dans cette décision, l'Office avait souligné qu'il n'était pas convaincu que la preuve relative à un ratio consolidé des capitaux propres qui est différent d'un ratio présumé indique nécessairement l'existence d'un interfinancement. Par ailleurs, l'Office était d'avis que la question principale était de savoir si le financement des actifs non assujettis à sa réglementation entraîne une augmentation du coût de la dette du pipeline réglementé par l'ONÉ. TransCanada a argué qu'il n'y a aucune preuve d'un tel effet en l'espèce.

4.3.2 Positions des autres parties

De l'avis de la CAPP, il est essentiel que l'Office détermine expressément un ratio présumé du capital-actions ordinaire s'il veut que les droits soient estimés justes et raisonnables. Selon l'opinion de la CAPP, le niveau approprié du ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal pour la période d'essai de 2001 et 2002 est de 30 %. Cet avis se fonde sur l'évaluation par la CAPP des changements au risque commercial de TransCanada survenus depuis 1995, la prise en considération des facteurs de risque financier (tous positifs à son avis), la prise en considération des niveaux de capital-actions ordinaire de l'entité consolidée à la fin des années 1990 et les événements qui ont haussé le ratio consolidé du capital-actions ordinaire jusqu'à son niveau actuel.

La CAPP a laissé entendre que TransCanada exploite le réseau principal ou le réseau de l'Alberta ou les deux à un ratio présumé du capital-actions ordinaire inférieur à celui qui leur a été attribué, ce qui a occasionné un interfinancement des activités non réglementées de la société. À l'appui de cette allégation, la CAPP a fait référence à la décision RH-2-82 de l'Office, dans laquelle l'Office avait décrit sommairement les trois principaux facteurs qui, selon lui, déterminait le caractère approprié du ratio du capital-actions ordinaire pour les besoins de la tarification. Un de ces facteurs se rapportait au maintien

d'un équilibre approprié en ce qui concerne le financement par capitaux propres attribué au service public par la détermination d'une structure du capital présumée, ainsi qu'à la portion restante du financement consolidé réel utilisée pour sous-tendre implicitement les activités non réglementées de la société.

La CAPP a fait valoir que d'après la structure consolidée du capital actuelle de TransCanada, un ratio du capital-actions ordinaire de 30 % était approprié pour le réseau principal. La CAPP a fait remarquer qu'en 1999, le ratio consolidé des capitaux propres de la société était de 26 %. Après que TransCanada se soit dessaisie de ses entreprises du secteur intermédiaire et du secteur des activités internationales, ce taux avait augmenté pour se situer à un peu plus de 30 %. La CAPP a signalé que TransCanada considère sa structure consolidée du capital actuelle comme étant raisonnable, et elle a allégué que le fait d'accorder un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %, ou même de 35 %, pour le réseau principal (qui constitue environ 50 % de l'entité consolidée) laisserait sous-entendre que le réseau principal est considérablement plus risqué que les autres entreprises de TransCanada, ce que la CAPP ne croit pas.

L'ACIG a fait valoir que l'Office devrait accorder plus d'importance aux changements à court terme (plutôt qu'à long terme) dans les risques commerciaux lorsqu'il envisage des changements au ratio présumé du capital-actions ordinaires de TransCanada. Selon l'ACIG, comme TransCanada a reconnu que ses risques commerciaux à court terme n'ont pas augmenté, le niveau approprié du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada est de 30 % pour 2001 et 2002.

Mirant a fait valoir qu'il faudrait maintenir ou réduire le niveau du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada qui est actuellement de 30 %. Mirant a laissé entendre que si l'Office était enclin à hausser le ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada, il devrait prendre en compte la relation entre tout nouveau ratio présumé du capital-actions ordinaire et le ratio consolidé réel du capital-actions ordinaire de TransCanada. Mirant a fait valoir que présumer un ratio du capital-actions, lorsque le ratio présumé des capitaux propres est moindre que le ratio consolidé actuel des capitaux propres, a pour effet de prévenir l'interfinancement d'entreprises à risque plus élevé. Mirant a fait remarquer qu'en l'espèce, TransCanada a demandé un ratio présumé des capitaux propres qui est beaucoup plus élevé que son ratio consolidé réel des capitaux propres. Mirant a fait valoir que l'intégration d'un ratio présumé des capitaux propres plus élevé dans les droits devrait s'accompagner d'une hausse proportionnelle du ratio consolidé réel des capitaux propres de TransCanada. En d'autres termes, le ratio consolidé réel des capitaux propres de la société devrait constituer une limite supérieure de tout ratio présumé des capitaux propres utilisé pour les besoins de tarification.

Enfin, Mirant a souligné que si l'Office envisage d'augmenter le ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada, il ne devrait pas se limiter à des majorations relativement fortes de 5 %. Mirant a laissé entendre qu'il faudrait plutôt considérer des majorations d'aussi peu que 1 % comme étant appropriées, en raison de l'incidence en découlant sur le rendement total et de l'incidence correspondante sur le niveau des droits.

L'Ontario a soutenu que dans l'ensemble, les risques commerciaux de TransCanada ne s'étaient pas accrus depuis 1995. De plus, l'Ontario a cité différents indicateurs financiers positifs qui ont eu pour effet de réduire les risques commerciaux de TransCanada. En conséquence, l'Ontario a fait valoir que le ratio présumé actuel du capital-actions ordinaire de TransCanada, soit 30 %, demeure approprié.

Toutes les autres parties qui se sont opposées à la demande de TransCanada ont appuyé le maintien du ratio présumé du capital-actions ordinaire de TransCanada à 30 %.

Opinion de l'Office

Le réseau principal fait partie de l'ensemble des activités commerciales de TransCanada et, à ce titre, n'est pas financé séparément du reste de la société. En conséquence, le réseau principal n'a pas de structure du capital particulière et il est nécessaire de présumer une structure du capital pour les besoins de tarification. Afin de déterminer la structure du capital qui convient, l'Office a pris en considération le niveau de risque commercial du réseau principal, la capacité de mobilisation de capitaux à des conditions raisonnables par TransCanada en fonction du réseau principal, et l'équité globale des droits qui découleraient de cette détermination.

Tel qu'il est décrit au chapitre 3 des présents motifs de décision, l'Office a conclu que le niveau de risque commercial du réseau principal a augmenté depuis 1995, mais qu'il demeure faible. Cette hausse est le résultat de l'accroissement des risques liés à la concurrence entre pipelines et à l'approvisionnement. De plus, la situation financière actuelle de TransCanada est solide et sa capacité de réunir des capitaux pour le réseau principal à des conditions raisonnables n'est pas compromise. Toutefois, à la lumière du risque commercial accru, il conviendrait de réduire le risque financier du réseau principal en amenuisant la nécessité de dépendre du financement par emprunt et en augmentant la composante du capital-actions ordinaire présumé. L'Office est d'avis qu'il convient de faire passer le ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % à 33 %. Ce changement se traduira pour le réseau principal par des ratios de couverture des intérêts supérieurs en 2001 et 2002 à ceux que l'on a connus au cours des 12 dernières années.

Bien que l'Office en soit venu à cette conclusion à partir de la preuve qui lui a été présentée au sujet du risque commercial auquel le réseau principal est exposé, l'Office constate que son opinion sur le niveau approprié du ratio présumé du capital-actions ordinaire pour le réseau principal, compte tenu de son risque commercial, semble correspondre avec celle de TransCanada concernant la structure du capital qui convient pour les activités consolidées. L'Office constate en particulier que rien dans la preuve produite ne laisse entendre que les activités du réseau principal sont plus risquées que les activités consolidées. En fait, il est possible que le réseau principal soit une entreprise moins risquée.

L'Office constate que TransCanada a augmenté son ratio consolidé du capital-actions ordinaire depuis 1999. À la fin de 2001, ce ratio se situait à 33 %, comparativement à 31 % en 2000. Bien que TransCanada ait souligné que son ratio consolidé du capital-actions était de 35 % au 31 décembre 2001, ce chiffre comprenait une tranche de capitaux de 2 % constituée d'actions privilégiées perpétuelles. L'Office ne considère pas que les caractéristiques de passif et de rendement des actions privilégiées perpétuelles soient comparables à celles des actions ordinaires. Par conséquent, l'Office a exclu les actions privilégiées perpétuelles de sa définition du ratio présumé du capital-actions ordinaire.

À la lumière de ce qui précède, l'Office est d'avis qu'il conviendrait d'augmenter le ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal en le portant de 30 à 33 %.

L'Office constate que cette augmentation occasionnera une hausse annuelle du coût du service et des droits du réseau principal d'environ 2 %. L'Office a décidé que l'augmentation des droits est justifiée par le risque commercial prospectif auquel le réseau principal est exposé et qu'elle ne constituera pas un fardeau exagéré pour les expéditeurs.

Décision

L'Office approuve pour le réseau principal une augmentation du ratio présumé du capital-actions ordinaire, lequel passe de 30 à 33 %.

4.4 Dette

4.4.1 Position de TransCanada

TransCanada a fait savoir que pour 2001, la dette autorisée émise du réseau principal s'élèverait à 6 302 367 000 $, soit 68,38 % du capital investi dans le réseau principal, et que le coût moyen de cette dette serait de 8,97 %. Cette dette est constituée d'obligations de première hypothèque sur le pipeline, de débentures, de billets à moyen terme et de débentures subordonnées de rang inférieur.

Aucun intervenant n'a contesté l'évaluation du coût de la dette de TransCanada.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis qu'une structure du capital à composante de dette de 67 % conviendrait pour le réseau principal. Il juge en outre que le coût estimatif de la dette en 2001, soit 8,97 %, est approprié.

L'Office constate que le niveau de la dette autorisée émise du réseau principal est supérieur à celui qui a été approuvé pour 2001. Contrairement à la dette autorisée non émise, dont le coût est déterminé, comme il se doit, en fonction des taux d'intérêt à court terme (p. ex., les taux des acceptations de banque), le coût du surplus de dette dans la structure du capital, selon l'opinion de l'Office, doit être supposé égal au coût moyen de la dette autorisée émise du réseau principal (c.-à-d. 8,97 %).

Décision

L'Office approuve une proportion de dette de 67 % dans la structure du capital du réseau principal. De plus, il approuve pour la dette autorisée émise et le surplus de dette un coût de 8,97 % en 2001.

Chapitre 5

Date de l'entrée en vigueur des changements au coût du capital

5.1 Position de TransCanada

TransCanada est d'avis que tous changements au coût du capital, ou à la structure du capital, qui sont approuvés devraient entrer en vigueur le 1er janvier 2001 et ce, pour plusieurs raisons.

Premièrement, TransCanada a fait valoir qu'à compter du 1er janvier 2001, son rendement équitable était supérieur au RCA de 9,61 % en fonction d'un ratio du capital-actions de 30 %. TransCanada a allégué que si la formule du RCA a cessé d'être valable, elle l'a été le 31 décembre 2000, soit la date d'expiration des droits définitifs précédents. Par ailleurs, TransCanada a soutenu que si le réseau principal est exposé à un risque à long terme qui justifie un rendement plus élevé, ce risque existait le 1er janvier 2001. TransCanada a maintenu qu'il serait alors injuste, opportuniste et conceptuellement illogique d'imposer une date d'entrée en vigueur de tout changement au rendement qui serait postérieure au 1er janvier 2001.

Deuxièmement, TransCanada a allégué qu'elle ne peut être tenue responsable du retard de la décision concernant la question du rendement. TransCanada a fait remarquer qu'elle avait cherché à conclure un règlement avec tous ses intéressés sur toutes les questions se rapportant aux droits de 2001 et 2002. Un règlement est intervenu avec la plupart des intéressés sur toutes les questions autres que celles du coût du capital en avril 2001. TransCanada s'était engagée à ne pas déposer sa demande concernant un rendement équitable tant que le Règlement sur les P et T n'aurait pas été conclu; sa demande n'a donc pu être déposée avant juin 2001.

Troisièmement, TransCanada a prétendu qu'une date d'entrée en vigueur postérieure au 1er janvier 2001 aurait pour effet de récompenser le recours à une stratégie visant à retarder la procédure.

Quatrièmement, TransCanada a contesté la proposition suivant laquelle elle devrait attendre la mise en oeuvre d'un nouveau modèle commercial et réglementaire avant de demander tout changement à son rendement. Elle a admis que le Règlement sur les P et T réglait la question du risque à court terme, mais pas du tout celle du risque à long terme. TransCanada a prétendu que les investisseurs méritent une compensation pour les risques à long terme de leur investissement pendant toute la période durant laquelle ils détiennent cet investissement, y compris les années d'essai 2001 et 2002.

Enfin, TransCanada a soutenu qu'un processus intérimaire de rajustement des recettes permettrait de régler toute question de perturbation tarifaire perçue qui pourrait découler du fait que le processus réglementaire ne serait pas terminé avant le milieu de 2002. À cet égard, TransCanada a affirmé qu'elle ne propose pas un droit rétroactif, mais bien un droit rétrospectif. TransCanada a souligné qu'elle soumettrait une proposition au Groupe de travail sur les droits et à l'Office au sujet de l'amortissement financier éventuel de tout rajustement du rendement, de manière à prévenir toute perturbation pouvant découler d'un changement de taux.

5.2 Positions des autres parties

La CAPP a souligné qu'elle s'était entendue au préalable avec TransCanada pour dissocier la question du coût du capital de l'ensemble du Règlement sur les P et T, de façon à ce que le coût du capital fasse l'objet d'une procédure distincte et s'applique à la période débutant le 1er janvier 2001.

L'ACIG a fait valoir que la décision RH-2-94 de l'Office et l'ordonnance en découlant ont force obligatoire et qu'elles exigent que le rendement de TransCanada soit rajusté annuellement par application de la formule de rajustement RH-2-94. L'ACIG a laissé entendre que si TransCanada voulait que son coût du capital pour l'année d'essai 2001 soit déterminé de manière différente, elle aurait dû déposer une demande à cet effet avant que l'Office n'annonce le RCA issu de RH-2-94 pour l'année d'essai 2001 dans sa lettre du 8 décembre 2000. L'ACIG a allégué que TransCanada ne doit pas blâmer d'autres parties pour la durée des négociations et pour ne pas avoir déposé sa demande concernant un rendement équitable avant le 6 juin 2001. L'ACIG a fait valoir qu'une augmentation rétroactive pour 2001 nuirait aux négociations sur le nouveau modèle d'entreprise. L'ACIG a conclu en précisant que la date d'entrée en vigueur de tous changements ne devrait pas être antérieure au 1er janvier 2002.

Centra a allégué que TransCanada doit prendre à son compte sa décision de retarder le dépôt de sa demande concernant un rendement équitable jusqu'au 6 juin 2001. De l'avis de Centra, ramener la date d'entrée en vigueur au 1er janvier 2001 constituerait une tarification rétroactive et se traduirait par des droits ni justes ni raisonnables. Centra a fait valoir qu'une date équitable pour l'entrée en vigueur de tous changements du coût du capital serait le 1er janvier 2002.

Coral a fait valoir qu'une date d'entrée en vigueur fixée au 1er janvier 2001 n'est pas raisonnable étant donné que TransCanada a déposé sa demande concernant un rendement équitable le 6 juin 2001, soit plusieurs mois après la date d'entrée en vigueur dont elle demande l'approbation. Coral a fait part de ses préoccupations au sujet de l'effet éventuel de la perception rétroactive de droits sur les expéditeurs et a fait valoir que tous changements devraient entrer en vigueur à la date de la décision RH-4-2001 rendue par l'Office.

Mirant était d'avis que le 1er janvier 2002 serait une date d'entrée en vigueur convenable. Elle a allégué qu'une entrée en vigueur en 2001 ne serait pas conforme à la pratique de l'Office qui consiste à établir des droits pour des périodes d'un an en fonction de l'année civile, et correspondrait à un changement apporté au milieu de l'année.

PG&E/El Paso a dit craindre le manque de réalisme sur le plan commercial de la mise en oeuvre d'un changement au coût du capital qui entraînerait un rajustement des droits à la hausse au moins 16 mois après le début de la période de perception de droits à l'étude. PG&E/El Paso craignait également que les expéditeurs ne soient pas en mesure de subir une hausse qui aurait pour effet de comprimer l'entière incidence des droits de 2001 et 2002 sur la courte période restant en 2002 une fois la décision rendue. PG&E/El Paso a laissé entendre que la date d'entrée en vigueur appropriée pour tous changements devrait être la date de la décision RH-4-2001 rendue par l'Office.

L'Ontario a fait valoir que tous changements de tarification découlant de toutes modifications au coût du capital du réseau principal ne doivent pas être rétroactifs. En citant la date du dépôt et la complexité de la demande concernant un rendement équitable, l'Ontario a allégué qu'il n'était pas raisonnable pour

TransCanada de s'attendre à ce que l'audience soit conclue et la décision de l'Office rendue avant 2002 et elle a fait valoir qu'aucun changement au coût du capital de la société ne devrait prendre effet avant le 1er janvier 2002.

Opinion de l'Office

Dans le cas d'une demande concernant le coût en capital, l'Office s'attend normalement à ce que le demandeur dépose sa requête suffisamment tôt pour permettre à l'Office de l'examiner et de rendre une décision avant, ou peu après, le début de l'année d'essai pertinente.

L'Office constate que la demande concernant un rendement équitable a été déposée près de six mois après le début de la première des deux années d'essai. L'Office est néanmoins persuadé, compte tenu des circonstances en l'espèce, que le dépôt tardif de la demande de TransCanada concernant un rendement équitable était justifié, vu le désir des intervenants de négocier le Règlement sur les P et T. L'Office est d'avis que TransCanada a demandé l'entrée en vigueur de droits provisoires en date du 1er janvier 2001 parce qu'elle s'attendait pleinement de plaider la question du coût du capital pour 2001 et 2002.

L'Office reconnaît que des droits provisoires sont en vigueur depuis quelque 18 mois et qu'il pourrait se révéler nécessaire d'effectuer un rajustement pour tenir compte de l'écart entre les droits provisoires et les droits définitifs en veillant à réduire au minimum ou à prévenir toute perturbation tarifaire. À cet égard, l'Office prend acte de l'engagement de TransCanada pour la soumission d'une proposition au Groupe de travail sur les droits.

Décision

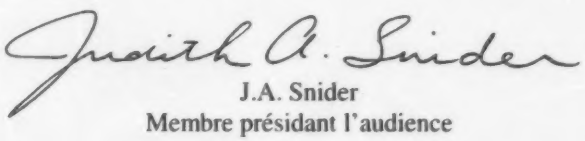
L'Office a décidé que la date d'entrée en vigueur des changements au coût du capital de TransCanada est le 1er janvier 2001.

Chapitre 6

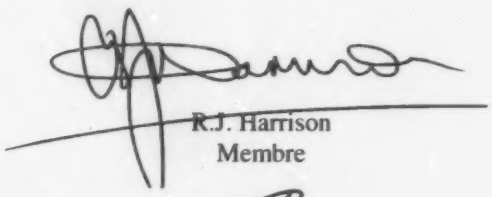
Dispositif

Les chapitres précédents, ainsi que l'ordonnance TG-3-2002, constituent nos décisions et nos motifs de décision relativement à la demande concernant un rendement équitable entendue par l'Office dans le cadre de l'instance RH-4-2001.

L'Office estime que les décisions rendues dans le cadre de l'instance RH-4-2001 sont conformes aux principes énoncés dans le chapitre 2 des présents motifs de décision et donneront lieu à un rendement équitable pour le réseau principal. L'Office a jugé à sa satisfaction que ces décisions, ainsi que les dispositions concernant les droits et le tarif approuvées lors de l'instance RH-1-2001, se traduiront par des droits justes et raisonnables qui n'entraîneront pas de distinction injuste durant les années d'essai 2001 et 2002.

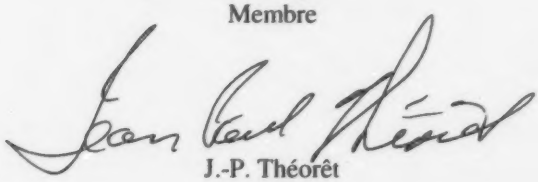


J.A. Snider
Membre présidant l'audience



R.J. Harrison
Membre

J.S. Bulger
Membre



J.-P. Théorêt
Membre

D.W. Emes
Membre

Calgary (Alberta)
Juin 2002

Annexe I

Ordonnance sur les droits TG-3-2002

ORDONNANCE TG-3-2002

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'Office) sous le numéro de dossier 4200-T001-16 par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) en vue d'obtenir certaines ordonnances concernant les droits spécifiés dans un tarif conformément au paragraphe 21(1) et aux articles 59, 60, 64 et 65 de la partie IV de la Loi.

DEVANT l'Office le 30 mai 2002.

ATTENDU QUE, le 13 décembre 2000, l'Office a rendu l'ordonnance sur les droits provisoires TGI-4-2000 concernant les droits provisoires exigibles à compter du 1er janvier 2001;

ATTENDU QUE, le 19 décembre 2000, l'Office a révoqué l'ordonnance sur les droits provisoires TGI-4-2000 et rendu l'ordonnance sur les droits provisoires TGI-6-2000 qui a fixé des droits provisoires exigibles à compter du 1er janvier 2001 au même niveau que les droits en vigueur en 2000 dans l'attente de l'étude des commentaires des parties intéressées au sujet du niveau convenable des droits provisoires;

ATTENDU QUE, le 25 janvier 2001, après avoir étudié les commentaires des parties, l'Office a rendu l'ordonnance modificatrice AO-1-TGI-6-2000 sur les droits provisoires, qui a fixé les droits provisoires au niveau initialement proposé par TransCanada avec prise d'effet le 1er février 2001;

ATTENDU QUE l'Office a rendu une autre ordonnance modificatrice sur les droits provisoires, soit l'ordonnance AO-2-TGI-6-2000 (conjointement avec la diffusion des Motifs de décision RH-1-2001 en novembre 2001), qui a prescrit le maintien des droits provisoires dans l'attente d'une décision définitive au sujet de l'instance RH-4-2001;

ATTENDU QUE, le 28 mars 2002, l'Office a rendu une autre ordonnance modificatrice sur les droits provisoires, soit l'ordonnance AO-3-TGI-6-2000, qui permet à TransCanada de percevoir en 2002 les droits provisoires approuvés actuellement en vigueur, dans l'attente d'une décision définitive au sujet de la demande non encore déposée par TransCanada concernant les droits en 2002;

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande concernant un rendement équitable pour 2001 et 2002 (RH-4-2001) en date du 6 juin 2001 pour solliciter :

a) la révision et la modification de la décision RH-2-94 de l'ONÉ et de l'ordonnance TG/TO-1-95, datée du 16 mars 1995, pour que soit déterminé un rendement équitable pour le réseau principal de TransCanada durant les années 2001 et 2002;

b) une ordonnance fixant le taux de rendement qu'il convient d'inclure dans les droits définitifs que TransCanada pourra exiger au titre des services de transport fournis à ses clients sur le réseau principal pendant la période comprise entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2002;

c) une ordonnance visant à révoquer les droits en vigueur relatifs au transport, ou certains de ceux-ci, et à fixer les droits justes et raisonnables définitifs que TransCanada pourra exiger au titre des services de transport fournis à ses clients sur le réseau principal pendant la période comprise entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2001;

ATTENDU QUE l'Office a rendu l'ordonnance d'audience RH-4-2001- Instructions le 26 juillet 2001 et l'ordonnance AO-1-RH-4-2001 modifiant l'ordonnance d'audience le 5 octobre 2001;

ATTENDU QU'une audience publique orale a eu lieu à Calgary du 27 février 2002 au 4 avril 2002, au cours de laquelle l'Office a entendu la preuve et la plaidoirie présentées par TransCanada et les parties de l'instance RH-4-2001;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office au sujet de la demande concernant un rendement équitable sont énoncées dans ses Motifs de décision en date de juin 2002, et dans la présente ordonnance;

ATTENDU QUE l'Office a étudié la preuve et les mémoires et qu'il estime que les droits auxquels donneront lieu les décisions rendues dans RH-4-2001 et la présente ordonnance sont justes et raisonnables et n'entraîneront pas de distinction injuste;

IL EST ORDONNÉ QUE, en conformité avec la partie I et la partie IV de la Loi :

1. Le taux de rendement du capital-actions ordinaire de TransCanada établi au moyen de la formule de rajustement RH-2-94 doit continuer de s'appliquer.

2. L'Office approuve pour le réseau principal une augmentation du ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % à 33 %.

3. L'Office approuve une proportion de dette de 67 % dans la structure présumée du capital du réseau principal. De plus, il approuve pour la dette autorisée émise et le surplus de dette un coût de 8,97 % en 2001.

4. La date d'entrée en vigueur des changements au coût du capital pour les besoins de tarification est fixée au 1er janvier 2001.

5. Tout écart entre les besoins en recettes approuvés pour 2001 et les montants perçus au titre des droits provisoires doit être reporté et inclus dans les droits futurs.

6. TransCanada doit produire et soumettre sans délai à l'Office des barèmes révisés et les calculs afférents aux droits définitifs établis pour l'année d'essai 2001 conformément aux décisions RH-1-2001 et RH-4-2001.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,
Michel L. Mantha